



# Resultados 1T19

## Copel registra EBITDA de R\$ 1,1 bilhão no primeiro trimestre

**Teleconferência de Resultados 1T19**  
15.05.2019 - 9h30  
(horário de Brasília)  
**Telefone para acesso**  
(11) 3181-8565  
Código: COPEL

- ▄ EBITDA cresceu 39,3% no 1T19
- ▄ Geração de caixa operacional de R\$ 1,4 bilhão
- ▄ Lucro Líquido de R\$ 506,0 milhões
- ▄ Crescimento de 5,1% no mercado fio da Copel Distribuição no 1T19
- ▄ Redução de 27,1% nos custos com pessoal e administradores
- ▄ Redução da alavancagem (Dív. Líq./EBITDA) para 2,6x

	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	3.896,0	3.671,1	3.348,7	16,3
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	3.043,0	3.120,1	2.786,6	9,2
Resultado Operacional (R\$ milhões)	771,2	424,4	537,2	43,5
Lucro Líquido (R\$ milhões)	506,0	390,8	355,9	42,2
LPA - Lucro Líquido por ação (R\$) <sup>1</sup>	1,82	1,36	1,27	42,9
EBITDA (R\$ milhões)	1.092,1	756,6	784,1	39,3
Rentabilidade do Patrimônio Líquido (anualizada) <sup>2</sup>	13,0%	10,5%	9,3%	39,6
Mercado Fio (GWh)	7.897	7.549	7.515	5,1
Programa de Investimentos (R\$ milhões) <sup>3</sup>	359,9	669,2	668,7	(46,2)
Margem EBITDA	28,0%	20,6%	23,4%	19,7
Margem Operacional	19,8%	11,6%	16,0%	23,4
Margem Líquida	13,0%	10,6%	10,6%	22,2

<sup>1</sup> Considera o Lucro Líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora.

<sup>2</sup> Considera o Patrimônio Líquido inicial do exercício.

<sup>3</sup> Inclui aportes, adiantamentos para futuros investimentos e aumentos de capital.

Valores sujeitos a arredondamentos.

Tarifas Médias (R\$/MWh)	mar/19	dez/18	set/18	jun/18	mar/18
Tarifa Média de Compra - Copel Dis <sup>1</sup>	168,13	166,61	210,71	196,90	165,32
Tarifa Média de Fornecimento - Copel Dis <sup>2</sup>	471,68	471,45	472,81	418,79	398,80
Tarifa Média de Suprimento - Copel Get <sup>3</sup>	198,55	171,76	217,97	214,19	212,22

Indicadores Econômico-Financeiros	mar/19	dez/18	set/18	jun/18	mar/18
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	16.838.841	16.336.214	16.533.006	16.180.850	15.833.907
Dívida Líquida (R\$ mil)	8.850.772	9.183.178	8.777.166	8.159.514	8.401.759
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	61,53	59,70	60,42	59,13	57,86
Endividamento do PL <sup>4</sup>	67,2%	70,8%	60,2%	62,9%	65,6%
Liquidez Corrente	1,0	1,0	0,8	0,8	1,0

<sup>1</sup> Com PIS e CONFINS.

<sup>2</sup> Não Considera as bandeiras tarifárias. Líquida de ICMS.

<sup>3</sup> Com PIS e CONFINS. Líquida de ICMS.

<sup>4</sup> Considera a dívida bruta sem avais e garantias.

CPLE3 | R\$ 32,10  
CPLE6 | R\$ 36,40

ELP | US\$ 9,28  
XCOP | € 8,95

Valor de Mercado | R\$ 9,3 bi  
\* Cotações em 29.03.2019

**ÍNDICE**

<b>1. Principais Eventos no Período</b>	<b>3</b>
<b>2. Desempenho Econômico-Financeiro</b>	<b>9</b>
2.1 Receita Operacional	9
2.2 Custos e Despesas Operacionais	10
2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial	13
2.4 EBITDA	13
2.5 Resultado Financeiro	14
2.6 Lucro Líquido Consolidado	15
2.7 Demonstração do Resultado Consolidado – DRE	16
<b>3. Principais Contas e Variações do Balanço Patrimonial</b>	<b>17</b>
3.1 Principais Contas	17
3.2 Balanço Patrimonial – Ativo	20
3.3 Endividamento	21
3.4 Balanço Patrimonial - Passivo	24
<b>4. Desempenho das Principais Empresas</b>	<b>25</b>
4.1 Copel Geração e Transmissão	25
4.2 Copel Distribuição	27
4.3 Copel Telecomunicações	28
4.4 Informações Contábeis	30
<b>5. Programa de Investimentos</b>	<b>31</b>
<b>6. Mercado de Energia e Tarifas</b>	<b>31</b>
6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição	31
6.2 Mercado Fio (TUSD)	32
6.3 Fornecimento de Energia Elétrica	32
6.4 Total de Energia Vendida	33
6.5 Fluxos de Energia	35
6.6 Tarifas	38
<b>7. Mercado de Capitais</b>	<b>39</b>
7.1 Capital Social	39
7.2 Desempenho das Ações	40
7.3 Dividendos e JCP	41
<b>8. Performance Operacional</b>	<b>42</b>
8.1 Geração de Energia	42
8.2 Transmissão de Energia	48
8.3 Distribuição	50
8.4 Telecomunicações	52
8.5 Participações	53
8.6 Novos Projetos	54
<b>9. Outras Informações</b>	<b>56</b>
9.1 Recursos Humanos	56
9.2 Principais Indicadores Físicos	57
9.3 Teleconferência sobre Resultados do 1T19	58
<b>Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado</b>	<b>59</b>
<b>Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais</b>	<b>60</b>
<b>Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa</b>	<b>63</b>

## 1. Principais Eventos no Período

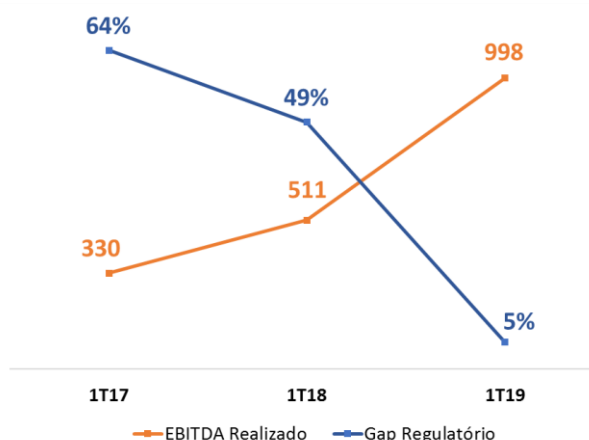
No 1T19, o EBITDA atingiu R\$ 1.092,1 milhões, 39,3% maior que os R\$ 784,1 milhões registrados no 1T18. Esse resultado é explicado, principalmente, (i) pelo aumento de 6,8% no volume de energia vendida aos consumidores finais e pelo crescimento de 5,1% no mercado fio da Copel Distribuição e, (ii) pela redução de 11,6% nos custos com PMSO, excetuando perdas estimadas, provisões e reversões, em função, sobretudo, da redução de R\$ 105,7 milhões nos custos com pessoal.

O EBITDA do 1T19 ajustado por itens considerados não recorrentes atingiu R\$ 1.097,5 milhões, crescimento de 25,1% em comparação ao apurado no 1T18 (R\$ 877,3 milhões). Mais detalhes no [item 2](#).

### Resultado da Copel Distribuição

A Copel Distribuição registrou EBITDA de R\$ 329,8 milhões no 1T19, montante 151,1% superior aos R\$ 131,3 milhões registrados no 1T18. Esse resultado é consequência, especialmente, (i) do reajuste de 16,42% na TUSD, em junho de 2018, alinhado ao crescimento de 5,1% do mercado fio; e (ii) da redução de 15,1% nos custos gerenciáveis (excetuando-se as perdas de crédito, provisões e reversões) em virtude, principalmente, da queda de 24,4% nos custos com pessoal e administradores. Mais detalhes no [item 4.2](#).

Com isso, o EBITDA acumulado da distribuidora nos últimos 12 meses foi de R\$ 998,0 milhões, ficando aproximadamente 5,5% abaixo do EBITDA regulatório para o mesmo período (R\$ 1.055,8 milhões). Esse resultado demonstra que os esforços realizados para reduzir a diferença entre o EBITDA regulatório e o realizado têm surtido efeito e o “gap” diminuiu de 63,8% em março de 2017 para 5,5% em março de 2019, conforme demonstrado no gráfico a seguir.



**Redução dos custos com pessoal**

Os custos com pessoal, excetuando planos previdenciário e assistencial, totalizaram R\$ 284,6 milhões no 1T19, montante 27,1% inferior aos R\$ 390,3 milhões registrados no 1T18, reflexo, principalmente, da provisão de R\$ 91,2 milhões para indenização referente ao Programa de Demissão Incentivada (PDI) no 1T18 e da redução de 590 funcionários nos últimos 12 meses. Mais detalhes no [item 2.2](#).

**Redução da alavancagem**

A alavancagem da Companhia medida pela relação dívida líquida/EBITDA apresentou redução, saindo de 3,3x no 1T18 para 2,6x no 1T19. Essa queda se deve, sobretudo, ao melhor resultado operacional, com a entrada em operação de novos empreendimentos, redução de custos gerenciáveis e menor montante destinado a investimentos em 2019, com efeito sobre o crescimento do EBITDA acumulado de 12 meses, bem como na redução da dívida líquida. Mais detalhes no [item 3.3](#).

**Usina Baixo Iguaçu opera com força total**

Desde abril de 2019, a Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu está com 100% das suas unidades geradoras operando comercialmente. O início da geração comercial das unidades 1 e 2 aconteceu em fevereiro de 2019, enquanto a última unidade geradora do empreendimento foi liberada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) por meio do Despacho nº 1.037/2019 de 10 de abril de 2019. A usina conta com três grupos geradores que somam 350 megawatts (MW) de potência instalada - o suficiente para atender mais de 1 milhão de pessoas. A Usina fica instalada no trecho final do rio Iguaçu, entre os municípios de Capanema e Capitão Leônidas Marques, no sudoeste do Estado do Paraná. As obras incluíram uma subestação e uma linha de transmissão até a subestação Cascavel Oeste para conectar a usina ao Sistema Interligado Nacional. A Copel GeT detém 30% de participação na Usina Baixo Iguaçu, construída em parceria com a empresa Neoenergia.

**Usina Hidrelétrica Colíder tem a segunda unidade geradora em operação comercial**

No dia 07 de maio de 2019, entrou em operação comercial a segunda unidade geradora de energia (UG2) da Usina Hidrelétrica Colíder, com 100 MW de potência instalada, conforme despacho da Aneel Nº 1.273, de 06 de maio de 2019. Em conjunto com a primeira unidade geradora (UG1), em funcionamento desde março de 2019, a entrada da UG2 representa 200 MW de capacidade instalada em operação comercial (de um total de 300 MW do empreendimento) e 118,7 MW médios de garantia física (de um total de 178,1 MW médios). Com isso, a garantia física da UHE Colíder já representa quase a totalidade dos 125,0 MW médios de energia vendida por meio de CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).

**Copel inaugura subestação Bituruna**

Copel inaugurou, em 15 de março de 2019, a subestação de energia Bituruna, localizada na região Centro-Sul do Estado. A nova unidade é resultado de investimentos da ordem de R\$ 40 milhões e beneficia diretamente 60 mil pessoas dos municípios de Bituruna e Cruz Machado e, no futuro, parte dos municípios de Porto Vitória e Pinhão. Trata-se de um empreendimento totalmente automatizado que conta com tecnologia que permite o restabelecimento da energia de forma remota em caso de desligamento.

**Investimentos da Copel Distribuição**

A Copel Dis vai investir em obras de distribuição de energia no sudoeste e norte do Estado do Paraná. Estes investimentos fazem parte do maior investimento em distribuição de energia da história da Companhia, sendo R\$ 835 milhões somente em 2019.

O sudoeste do Estado é um relevante polo produtivo e as obras beneficiarão quase 100 mil moradores. As obras incluem quatro novas subestações que, junto com 318 quilômetros de novas redes de alta tensão, vão garantir maior segurança energética para a região. As redes de média tensão – que levam energia ao consumidor final – contarão com um reforço de mais de 639 novas obras entre 2019 e 2021. Até 2021, a Copel vai instalar redes novas, reguladores de tensão, religadores automáticos e dispositivos self healing em regiões rurais.

Já o norte do Estado vai receber cinco novas subestações e 275 quilômetros de novas redes de distribuição de alta tensão. São cerca de 1.300 obras que englobam religadores, reguladores de tensão e 370 quilômetros de novas redes.

**Auditoria Interna da Copel conquista certificação internacional**

A Auditoria Interna da Copel recebeu, em 28 de março de 2019 a certificação Internacional de Quality Assessment, uma certificação internacional que atesta o uso das melhores práticas globais e a conformidade com padrões internacionais para a prática profissional de auditoria interna. Trata-se de certificação emitida pelo Instituto dos Auditores Internos do Brasil (IIA Brasil), entidade que representa o Institute of Internal Auditors (IIA Global). Atualmente, 18 empresas no país possuem essa certificação. Os quesitos analisados passam por temas importantes como propósito, autoridade e responsabilidade; independência e objetividade; proficiência e zelo profissional devido; programa de avaliação da qualidade e melhoria; gerenciamento da atividade de auditoria interna; natureza do trabalho; planejamento do trabalho de

auditoria; execução do trabalho de auditoria; comunicação dos resultados; monitoramento do progresso; comunicação da aceitação de riscos e Código de Ética.

### **Copel conclui centralização de operações e serviços em Curitiba**

A Copel concluiu a centralização de todas as suas unidades de operações e serviços que ficavam distribuídas pelo Estado do Paraná. As equipes agora trabalham concentradas no polo denominado “Smart Copel”, construído no município de Curitiba. Com quase 3 mil metros quadrados, o novo centro integrado de operações e serviços aplica o que há de mais avançado em tecnologia para atender o futuro do sistema elétrico, como redes inteligentes e sistemas de armazenamento e geração distribuída. O espaço abriga mais de 100 funcionários atuando nos processos de Operação do Sistema, Gestão de Equipes de Campo e Operação da Medição. Através do Smart Copel a companhia vai monitorar medidores inteligentes de todo o Estado, estações de recarga de carros elétricos, sistemas de geração distribuída, sensores, religadores automáticos, entre outras tecnologias. No local, também funciona uma agência modelo de atendimento presencial ao consumidor, com sistemas automatizados de atendimento, triagem para atendimentos simples ou complexos, acesso à internet sem fio e confortável ambiente de espera.

### **Eleição dos membros do Conselho de Administração da Companhia**

Na 64ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2019, foram eleitos para compor o Conselho de Administração da Companhia, para o mandato de 2019 a 2021, os seguintes membros:

Mandato	Nome	Indicado por
2019-2021	Marcel Martins Malczewski	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Daniel Pimentel Slaviero	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Marco Antônio Barbosa Cândido	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Carlos Biedermann	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Gustavo Bonini Guedes	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Luiz Claudio Maia Vieira	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Adriana Angela Antonioli	Empregados da Companhia <sup>1</sup>
	Olga Stankevicius Colpo;	Minoritários PN
	Leila Abraham Loria	Minoritários ON

<sup>1</sup> De acordo com a Lei Estadual nº 8.096/85, regulamentada pelo Decreto nº 6.383/85 e pela Lei Estadual nº 8.681/87.

### **Eleição dos membros do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia**

Na 184ª Reunião Extraordinária do Conselho de Administração, realizada em 3 de maio de 2019, foram eleitos para compor o Comitê de Auditoria Estatutário – CAE, para o mandato de abril de 2019 a abril de 2021, os seguintes membros:

Mandato	Nome
2019-2021	Carlos Biedermann
	Marco Antonio Barbosa Cândido
	Luiz Claudio Maia Vieira
	Olga Stankevicius Colpo;
	Leila Abraham Loria

### Eleição dos membros do Conselho Fiscal da Companhia

Na 64ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2019, foram eleitos para compor o Conselho Fiscal da Companhia, para o mandato de 2019 a 2021, os seguintes membros:

Mandato	Titular	Suplente	Indicado por
2019 - 2021	Demetrius Nichele Macei	Adrian Lima da Hora	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Harry Françóia Júnior	João Luiz Giona Jr.	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Nilso Romeu Sguarezi	Otamir Cesar Martins	Estado do Paraná (acionista majoritário)
	Roberto Lamb	Vanessa Claro Lopes	Minoritários ON
	Letícia Pedercini Issa Maia	Gilberto Pereira Issa	Minoritários PN

### Eleição dos membros do Comitê de Indicação e Avaliação da Companhia

Na 64ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2019, foram eleitos para compor o Comitê de Indicação e Avaliação da Companhia, para o mandato de 2019 a 2021, os seguintes membros:

Mandato	Nome
2019-2021	Paulo Henrique Laporte Ambrozewicz
	Marcos Domakoski
	Cláudio Nogas
	Ana Silvia Corso Matte
	Durval José Soledade Santosa

### Emissão de R\$ 210 milhões em debêntures – SPE Mata de Santa Genebra

Em 22 de abril de 2019, a Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. efetuou a emissão de Debêntures Simples, na forma do artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011 (“Debêntures de Infraestrutura”), não conversíveis em ações, no montante total de R\$ 210 milhões. Foram emitidas 210 mil debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais), com prazo de 11,5 anos, amortização e juros semestrais, a partir de 15 de novembro de 2020 até 15 de novembro de 2030, respectivamente. As debêntures serão





remuneradas com juros correspondentes à variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, acrescidos de sobretaxa de 4,95% ao ano. Os recursos captados serão destinados à implantação do empreendimento ou reembolso de despesas ou dívidas relacionadas à sua implantação.

**Emissão de R\$ 650 milhões em notas promissórias – Copel GeT**

Em 09 de maio de 2019, a Copel GeT efetuou a 5ª Emissão de Notas Promissórias, nos termos da ICVM 566/2015, das demais disposições legais e regulamentares aplicáveis (“Oferta Restrita”), sob regime de garantia firme de colocação, no montante total de R\$ 650 milhões. Foram emitidas 650 notas promissórias, com valor nominal unitário de R\$ 1,0 milhão, com juros e amortização a serem pagos até 05 de novembro de 2019, data de vencimento. As notas promissórias serão remuneradas com juros correspondentes à 105,00% da variação acumulada da taxa média diária dos DI - Depósitos Interfinanceiros. Os recursos captados serão destinados ao pagamento de amortização da 1ª emissão de debêntures da Subsidiária, além de reforçar o capital de giro da emissora.





## 2. Desempenho Econômico-Financeiro

As análises a seguir referem-se ao primeiro trimestre de 2019 em comparação com o mesmo período de 2018.

### 2.1 Receita Operacional

No primeiro trimestre de 2019, a receita operacional líquida totalizou R\$ 3.896,0 milhões, crescimento de 16,3% em relação aos R\$ 3.348,7 milhões registrados no 1T18. Esse resultado é reflexo, principalmente, (i) do incremento de 23,7% na linha de “fornecimento de energia elétrica”, em virtude do aumento de 6,8% no volume de energia vendida aos consumidores finais – destacando-se a elevação de 4,7% no consumo do mercado cativo da Copel Dis e 11,2% do mercado livre industrial da Copel GeT e Copel Com - e do reajuste tarifário da Copel Distribuição válido a partir de 24 de junho de 2018, que reajustou a tarifa de energia (TE) em 15,61%; e (ii) do crescimento de 37,0% na receita de “disponibilidade da rede elétrica”, efeito, sobretudo, do crescimento de 5,1% no mercado fio e do reajuste tarifário da Copel Dis (com acréscimo de 16,42% na TUSD a partir de 24 de junho de 2018).

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo valor negativo de R\$ 67,5 milhões na linha de “resultados de ativos e passivos financeiros setoriais”, ante R\$ 203,5 milhões positivos no 1T18, como consequência, principalmente, de recontabilizações no 1T18, efetuadas pela CCEE, dos MCSD de Energia Nova, abrangendo o período de junho a outubro de 2017.

Destacam-se ainda as adições de:

- (i) 46,2% na receita de “distribuição de gás canalizado”, em função, notadamente, do aumento de 22% no consumo de gás natural e do reajuste tarifário aplicado em 2018;
- (ii) 6,9% em “suprimento de energia elétrica”, principalmente pelo início do faturamento dos contratos de CCEAR de Baixo Iguaçu e Colíder;
- (iii) 19,4% na “receita de telecomunicações” em virtude da ampliação do atendimento a novos clientes; e
- (iv) 46,5% em “outras receitas operacionais”, decorrente, em especial, da maior renda com prestação de serviços de engenharia pela Copel GeT e com arrendamentos e aluguéis de equipamentos e estruturas da Copel Distribuição.



	R\$ mil			
<b>Demonstrativo da Receita</b>	<b>1T19</b>	<b>4T18</b>	<b>1T18</b>	<b>Var.%</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(1/3)</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.631.025	1.478.473	1.318.858	23,7
Suprimento de energia elétrica	660.159	727.210	617.568	6,9
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	1.048.327	867.253	765.409	37,0
Receita de construção	289.651	332.656	198.598	45,8
Valor justo do ativo indenizável da concessão	13.624	15.506	9.568	42,4
Receita de telecomunicações	103.347	95.868	86.564	19,4
Distribuição de gás canalizado	165.412	160.505	113.171	46,2
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(67.507)	(54.983)	203.469	-
Outras receitas operacionais	51.968	48.655	35.476	46,5
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>3.896.006</b>	<b>3.671.143</b>	<b>3.348.681</b>	<b>16,3</b>

## 2.2 Custos e Despesas Operacionais

No 1T19, os custos e despesas operacionais aumentaram 9,2% em relação ao 1T18, totalizando R\$ 3.043,0 milhões, como consequência, principalmente, do aumento de 18,4% do custo com “energia elétrica comprada para revenda”, notadamente pela maior quantidade de energia oriunda dos contratos de CCEAR da Copel Distribuição (+14,7%) e pela liquidação na CCEE de exposições financeiras pela diferença de preços entre submercados, também na Copel Dis.

	R\$ mil			
<b>Energia Elétrica Comprada para Revenda</b>	<b>1T19</b>	<b>4T18</b>	<b>1T18</b>	<b>Var. %</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(1/3)</b>
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	730.861	584.181	628.374	16,3
Itaipu Binacional	309.254	323.218	271.447	13,9
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	263.264	266.815	190.709	38,0
Micro e mini geradores e recompra de clientes	5.904	5.637	1.428	313,4
Proinfa	66.889	57.005	56.942	17,5
Contratos bilaterais	172.335	276.944	156.805	9,9
(-) PIS/Pasep e Cofins	(138.781)	(129.732)	(115.269)	20,4
<b>TOTAL</b>	<b>1.409.726</b>	<b>1.384.068</b>	<b>1.190.436</b>	<b>18,4</b>

Esse aumento nos custos com compra de energia foi parcialmente compensado pela redução de 11,6% com PMSO, em função, sobretudo, da redução de R\$ 105,7 milhões nos custos com pessoal, a qual é resultado da provisão de R\$ 91,2 milhões para indenização referente ao Programa de Demissão Incentivada (PDI) no 1T18 e da redução de 590 funcionários nos últimos 12 meses.

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custos Gerenciáveis	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	284.585	381.534	390.310	(27,1)
Planos previdenciário e assistencial	59.509	63.894	61.003	(2,4)
Material	17.660	21.396	19.011	(7,1)
Serviços de terceiros	139.198	150.517	133.203	4,5
Outros custos e despesas operacionais	110.797	120.914	88.828	24,7
<b>TOTAL</b>	<b>611.749</b>	<b>738.255</b>	<b>692.355</b>	<b>(11,6)</b>

Por outro lado, os custos gerenciáveis (excetuando perdas estimadas, provisões e reversões), também foram impactados, principalmente, pelo aumento de 24,7% na linha “outros custos e despesas operacionais”, destacando-se o aumento de R\$ 15,1 milhões com perdas na desativação de bens (principalmente desativações de infraestrutura de equipamentos em clientes da Copel Telecom) e R\$ 10,2 milhões com indenizações.

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI no 1T18 (R\$ 91,2 milhões), os custos com pessoal reduziram 4,9% em termos nominais.

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custo com Pessoal	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	284.585	381.534	390.310	(27,1)
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	-	20.228	(91.152)	-
<b>TOTAL</b>	<b>284.585</b>	<b>401.762</b>	<b>299.158</b>	<b>(4,9)</b>

Destacam-se ainda as seguintes variações:

- (i) aumento de 73,2% na linha "gás natural e insumos para operação de gás", efeito, principalmente, da variação dos preços da cesta de óleos, da variação cambial e do aumento de 22% no consumo de gás natural;
- (ii) redução de 6,1% na rubrica “encargos de uso da rede elétrica”, reflexo, sobretudo, da não cobrança do Encargo de Energia de Reserva (EER) pela CCEE e pela redução de 3,8% com encargos de uso do sistema de transmissão;



	R\$ mil				
Encargos de uso da rede elétrica	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
Encargos de uso do sistema	256.633	287.339	266.770	(10,7)	(3,8)
Encargos de transporte de Itaipu	49.623	51.627	50.529	(3,9)	(1,8)
Encargo de Energia de Reserva - EER	-	-	17.076	-	-
Encargos dos serviços do sistema - ESS	20.928	37.196	17.580	(43,7)	19,0
(-) PIS / Pasep e Cofins sobre encargos de uso da rede elétrica	(31.943)	(38.596)	(37.483)	(17,2)	(14,8)
<b>TOTAL</b>	<b>295.241</b>	<b>337.566</b>	<b>314.472</b>	<b>(12,5)</b>	<b>(6,1)</b>

- (iii) queda de 11,6% na linha de “provisões e reversões” em virtude, especialmente, da redução de 44,9% em provisões para litígios trabalhistas (R\$ 43,7 milhões no 1T19 ante R\$ 79,3 milhões no 1T18), parcialmente compensado pelo aumento de 11,2% com “perdas de créditos esperadas” (R\$ 29,8 milhões ante R\$ 26,8 milhões no 1T18) e pelo registro de R\$ 5,4 milhões em *impairment* de ativos de geração; e
- (iv) redução de 91,2% nos custos com “matéria-prima e insumos para produção de energia” em razão da parada para manutenção da UTE Figueira.

	R\$ mil			
Custos e Despesas Operacionais	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
Energia elétrica comprada para revenda	1.409.726	1.384.068	1.190.436	18,4
Encargos de uso da rede elétrica	295.241	337.566	314.472	(6,1)
Pessoal e administradores	284.585	381.534	390.310	(27,1)
Planos previdenciário e assistencial	59.509	63.894	61.003	(2,4)
Material	17.660	21.396	19.011	(7,1)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	768	754	8.693	(91,2)
Gás natural e insumos para operação de gás	134.129	123.687	77.421	73,2
Serviços de terceiros	139.198	150.517	133.203	4,5
Depreciação e amortização	222.772	194.631	177.210	25,7
Provisões e reversões	102.537	35.201	116.041	(11,6)
Custo de construção	266.097	305.893	209.971	26,7
Outros custos e despesas operacionais	110.797	120.914	88.828	24,7
<b>TOTAL</b>	<b>3.043.019</b>	<b>3.120.055</b>	<b>2.786.599</b>	<b>9,2</b>

## 2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial demonstra os ganhos e perdas nos investimentos realizados nos empreendimentos controlados em conjunto e nas coligadas da Copel e é apresentado na tabela abaixo.

	R\$ mil			
Empresa	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var. % (1/3)
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>	<b>9.810</b>	<b>1.728</b>	<b>39.542</b>	<b>(75,2)</b>
Dominó Holdings	-	-	-	-
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	(3.530)	(963)	(3.594)	(1,8)
Paraná Gás Exploração e Produção S.A.	-	-	(3)	-
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. <sup>1</sup>	-	-	1.035	-
Marumbi Transmissora de Energia S.A. <sup>1</sup>	-	-	1.949	-
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. <sup>1</sup>	-	-	412	-
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	(554)	(439)	1.496	-
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	203	(366)	2.335	(91,3)
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	6.532	17.394	4.619	41,4
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	(1.011)	21.775	2.281	-
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	5.556	(26.455)	4.177	33,0
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	4.099	(31.655)	4.971	(17,5)
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	(1.485)	22.437	19.864	-
<b>Coligadas</b>	<b>6.575</b>	<b>9.120</b>	<b>5.250</b>	<b>25,2</b>
Dona Francisca Energética S.A.	2.516	2.545	2.469	1,9
Foz do Chopim Energética Ltda.	4.073	6.599	2.794	45,8
Dominó Holdings Ltda. <sup>2</sup>	(14)	(17)	(7)	100,0
Outras <sup>3</sup>	-	(7)	(6)	-
<b>TOTAL</b>	<b>16.385</b>	<b>10.848</b>	<b>44.792</b>	<b>(63,4)</b>

<sup>1</sup> Em 30 de agosto de 2018, a Copel GeT celebrou Contrato de Permuta de Ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste, Marumbi e Transmissora Sul Brasileira de Energia. Com esse contrato, a Copel GeT passou a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi, enquanto a Eletrosul passou a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.

<sup>2</sup> Em novembro de 2017 ocorreu a transformação de Sociedade Anônima para Sociedade Limitada e a alteração do investimento de empreendimento controlado em conjunto para investimento em Coligada.

<sup>3</sup> Inclui Carbocampel S.A., Copel Amec S/C Ltda, Escoelectric Ltda e Dois Saltos Ltda.

## 2.4 EBITDA

No 1T19, o lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização atingiu R\$ 1.092,1 milhões, 39,3% maior que os R\$ 784,1 milhões registrados no 1T18. Esse resultado é explicado, principalmente, (i) pelo aumento de 6,8% no volume de energia vendida aos consumidores finais – destacando-se a elevação de 11,2% do mercado livre industrial da Copel GeT e Copel Com e 4,7% no consumo do mercado cativo da Copel Dis - e do reajuste

tarifário da Copel Distribuição (que reajustou a tarifa de energia (TE) em 15,61% a partir de junho de 2018), os quais elevaram a receita de “fornecimento de energia elétrica”; (ii) pelo crescimento de 5,1% no mercado fio e do reajuste tarifário da Copel Dis (com acréscimo de 16,42% na TUSD a partir de 24 de junho de 2018), influenciando na melhoria na receita de “disponibilidade da rede elétrica”; e (iii) pela redução de 11,6% nos custos com PMSO, excetuando perdas estimadas, provisões e reversões, em função, sobretudo, da redução de R\$ 105,7 milhões nos custos com pessoal, a qual é resultado da provisão de R\$ 91,2 milhões para indenização referente ao Programa de Demissão Incentivada (PDI) no 1T18 e da redução de 590 funcionários entre março de 2018 e março de 2019.

Esse crescimento foi parcialmente compensado, principalmente, pelos maiores custos com “energia elétrica comprada para revenda” especialmente pelo aumento de 14,7% na quantidade de energia oriunda dos contratos de CCEAR da Copel Distribuição.

Desconsiderando os itens não recorrentes que afetaram o EBITDA, os quais estão demonstrados na tabela a seguir, o resultado seria um EBITDA ajustado 25,1% superior ao registrado no 1T18.

Ainda, excluindo os efeitos do resultado da equivalência patrimonial, o EBITDA ajustado do 1T19 seria de R\$ 1.081,2 milhões, montante 29,9% acima dos R\$ 832,5 milhões do 1T18.

	R\$ milhões		
	1T19	1T18	Var.%
EBITDA Ajustado	(1)	(2)	(1/2)
<b>EBITDA</b>	<b>1.092,1</b>	<b>784,1</b>	<b>39,3</b>
(-)/+ Impairment	5,4	2,9	86,2
(-)/+ Provisão para PDI	-	91,2	-
(-)/+ Provisões para litígios	-	24,2	-
(-)/+ Crédito Tributário - Pasep	-	(25,1)	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.097,5</b>	<b>877,3</b>	<b>25,1</b>
(-)/+ Equivalência Patrimonial	(16,4)	(44,8)	-
<b>EBITDA Ajustado sem Equivalência Patrimonial</b>	<b>1.081,2</b>	<b>832,5</b>	<b>29,9</b>

## 2.5 Resultado Financeiro

No 1T19, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 98,2 milhões, ante R\$ 69,7 milhões negativos no 1T18. As receitas financeiras totalizaram R\$ 206,6 milhões, aumento de 0,6%, ante os R\$ 205,4 milhões registrados no 1T18, em virtude, principalmente, da maior variação monetária sobre a CRC, reflexo da maior inflação (IGP-DI

de 2,4% no 1T19 ante 1,3% no 1T18), e do efeito cambial sobre a compra de energia de Itaipu; parcialmente compensado pelo reconhecimento de crédito tributário relativo ao Pasep no 1T18.

As despesas financeiras totalizaram R\$ 304,9 milhões, saldo 10,8% maior que o registrado no 1T18, como consequência, principalmente, do aumento de aproximadamente R\$ 1 bilhão no saldo da dívida .

	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	R\$ mil Var% (1/3)
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>206.644</b>	<b>168.972</b>	<b>205.395</b>	<b>0,6</b>
Renda e variação monetária sobre repasse CRC	56.752	24.962	43.405	30,7
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	32.351	27.666	24.420	32,5
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	62.017	64.755	54.275	14,3
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	-	-	-	-
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	368	401	-	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais	13.325	15.637	8.947	48,9
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	12.889	19.850	3.562	261,8
Reconhecimento de crédito tributário	-	-	55.096	-
Outras receitas financeiras	28.942	15.701	15.690	84,5
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(304.857)</b>	<b>(306.558)</b>	<b>(275.062)</b>	<b>10,8</b>
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	(242.742)	(224.118)	(212.965)	14,0
Variação monetária e reversão de juros sobre contas a pagar vinculadas à concessão - UBP	(26.756)	(10.468)	(21.525)	24,3
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	(5.854)	(3.097)	(2.064)	183,6
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	-	(13.636)	-	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais	(1.461)	(1.461)	(10.763)	(86,4)
Juros sobre P&D e PEE	(5.979)	(6.890)	(6.107)	(2,1)
Variação monetária sobre repasse CRC	-	(25.830)	-	-
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos financeiros	-	-	-	-
Outras despesas financeiras	(22.065)	(21.058)	(21.638)	2,0
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(98.213)</b>	<b>(137.586)</b>	<b>(69.667)</b>	<b>41,0</b>

## 2.6 Lucro Líquido Consolidado

No 1T19, a Copel registrou lucro líquido de R\$ 506,0 milhões, montante 42,2% superior aos R\$ 355,9 milhões apresentados no mesmo período de 2018.





## 2.7 Demonstração do Resultado Consolidado – DRE

	R\$ mil			
Demonstração do Resultado	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.896.006</b>	<b>3.671.143</b>	<b>3.348.681</b>	<b>16,3</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.631.025	1.478.473	1.318.858	23,7
Suprimento de energia elétrica	660.159	727.210	617.568	6,9
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	1.048.327	867.253	765.409	37,0
Receita de construção	289.651	332.656	198.598	45,8
Valor justo do ativo indenizável da concessão	13.624	15.506	9.568	42,4
Receita de Telecomunicações	103.347	95.868	86.564	19,4
Distribuição de gás canalizado	165.412	160.505	113.171	46,2
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(67.507)	(54.983)	203.469	-
Outras receitas operacionais	51.968	48.655	35.476	46,5
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(3.043.019)</b>	<b>(3.120.055)</b>	<b>(2.786.599)</b>	<b>9,2</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(1.409.726)	(1.384.068)	(1.190.436)	18,4
Encargos de uso da rede elétrica	(295.241)	(337.566)	(314.472)	(6,1)
Pessoal e administradores	(284.585)	(381.534)	(390.310)	(27,1)
Planos previdenciário e assistencial	(59.509)	(63.894)	(61.003)	(2,4)
Material	(17.660)	(21.396)	(19.011)	(7,1)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(768)	(754)	(8.693)	(91,2)
Gás natural e insumos para operação de gás	(134.129)	(123.687)	(77.421)	73,2
Serviços de terceiros	(139.198)	(150.517)	(133.203)	4,5
Depreciação e amortização	(222.772)	(194.631)	(177.210)	25,7
Provisões e reversões	(102.537)	(35.201)	(116.041)	(11,6)
Custo de construção	(266.097)	(305.893)	(209.971)	26,7
Outros custos e despesas operacionais	(110.797)	(120.914)	(88.828)	24,7
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>16.385</b>	<b>10.848</b>	<b>44.792</b>	<b>(63,4)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS</b>	<b>869.372</b>	<b>561.936</b>	<b>606.874</b>	<b>43,3</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(98.213)</b>	<b>(137.586)</b>	<b>(69.667)</b>	<b>41,0</b>
Receitas financeiras	206.644	168.972	205.395	0,6
Despesas financeiras	(304.857)	(306.558)	(275.062)	10,8
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>771.159</b>	<b>424.350</b>	<b>537.207</b>	<b>43,5</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(265.197)</b>	<b>(33.532)</b>	<b>(181.353)</b>	<b>46,2</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(289.816)	63.187	(245.607)	18,0
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	24.619	(96.719)	64.254	(61,7)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>505.962</b>	<b>390.818</b>	<b>355.854</b>	<b>42,2</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	497.991	372.789	348.552	42,9
Atribuído aos acionistas não controladores	7.971	18.029	7.302	9,2
<b>LAJIDA</b>	<b>1.092.144</b>	<b>756.567</b>	<b>784.084</b>	<b>39,3</b>



### 3. Principais Contas e Variações do Balanço Patrimonial

A seguir descrevemos as principais contas e variações observadas no Balanço Patrimonial em relação a dezembro de 2018. Informações adicionais podem ser obtidas nas Notas Explicativas de nosso ITR.

#### 3.1 Principais Contas

##### **Caixa, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários**

Em 31 de março de 2019, as disponibilidades das subsidiárias integrais e controladas da Copel (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizaram R\$ 2.366,6 milhões, montante 3,2% superior aos R\$ 2.292,7 milhões registrados em dezembro de 2018. Tais recursos estavam aplicados, majoritariamente, em Certificados de Depósitos Bancários (CDBs) e operações compromissadas. Essas aplicações são remuneradas entre 78% e 100,8% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

##### **Repasse CRC ao Estado do Paraná**

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21 de janeiro de 2005, foi renegociado, com o Estado do Paraná, o saldo em 31 de dezembro de 2004 da Conta de Resultados a Compensar - CRC, no montante de R\$ 1.197,4 milhões, em 244 prestações recalculadas pelo sistema Price de amortização, atualizado pela variação do IGP-DI, e juros de 6,65% a.a., os quais são recebidos mensalmente, com vencimento da primeira parcela em 30 de janeiro de 2005 e as demais com vencimentos subsequentes e consecutivos.

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram em 31 de outubro de 2017 o quinto termo aditivo desse contrato. O Estado do Paraná vem cumprido rigorosamente os pagamentos nas condições contratadas, restando 73 parcelas mensais. O saldo atual da CRC é de R\$ 1.432,1 milhões.

##### **Ativos e Passivos Financeiros Setoriais**

A partir de 31 de dezembro de 2014, a Copel Distribuição passou a reconhecer os ativos e/ou passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis em decorrência da alteração no contrato de concessão, que garante que os valores residuais de itens da Parcela A e outros componentes financeiros não recuperados ou devolvidos via tarifa serão incorporados, ou descontados, no cálculo da indenização de ativos não amortizados ao término da concessão. Em 31 de março de 2019, a Companhia possuía um ativo líquido de R\$ 512,6 milhões. Mais detalhes em nossa ITR (NE nº 9).

### **Contas a Receber Vinculadas à Concessão**

Essa conta refere-se a créditos a receber relacionados aos contratos de concessão da atividade de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica e distribuição de gás natural. Os montantes são relativos (a) à bonificação de outorga paga em virtude do leilão envolvendo a Usina Governador Parigot de Souza - UHE GPS, arrematada pela Copel GeT em 25 de novembro de 2015 (R\$ 634,3 milhões), (b) aos investimentos em infraestrutura e remuneração financeira que não foram ou não serão recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão (R\$ 777,2 milhões), (c) aos valores a receber dos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, em decorrência do reconhecimento dos efeitos da Portaria MME nº 120 e da homologação, por parte da Aneel, do resultado da fiscalização do laudo de avaliação desses ativos (R\$ 752,8 milhões), (d) ao contrato de concessão de distribuição de gás – Compagas (R\$ 331,1 milhões) e (e) ao contrato de concessão de geração de energia elétrica em decorrência do vencimento das concessões da UHE GPS e UHE Mourão I (R\$ 66,8 milhões). Em 31 de março de 2019, o saldo da conta totalizou R\$ 2.562,2 milhões. Mais detalhes em nossa ITR (NE nº 10).

### **Ativos de Contrato**

Com a entrada em vigor, em 1º de janeiro de 2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito “ativos de contrato”, que representam os direitos ao recebimento condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo (conceito de “ativo financeiro”), a Companhia alterou a classificação para ativos de contrato da parte referente aos ativos de concessão de distribuição de energia elétrica, de distribuição de gás canalizado e de transmissão de energia elétrica, passando a classificar como ativo de contrato as obras de distribuição de energia elétrica e gás canalizado durante o período de construção (reclassificação de intangível em curso para ativos de contrato) e alterou a classificação para ativos de contrato da parte referente aos ativos RBSE homologados para recebimento após o primeiro ciclo de RAP que iniciou em julho de 2017.

Em 31 de março de 2019, o saldo da conta totalizou R\$ 3.595,3 milhões. Mais detalhes em nossa ITR (NE nº 11).

**Investimento, Imobilizado e Intangível**

O saldo na conta “investimentos” cresceu 1,2% até 31 de março de 2019, reflexo, principalmente, da equivalência patrimonial e dos aportes registrados no período.

A conta “imobilizado” reduziu 0,5% em função da entrada de novos ativos, conforme o programa de investimentos da Companhia, líquido da cota de depreciação do período. Já a conta “intangível” apresentou aumento de 0,9% devido aos investimentos em novos ativos realizados no período.

**Direito de uso de ativos**

Com a adoção do CPC 06 (R2)/IFRS 16 a companhia reconheceu Ativo de direito de uso. O pronunciamento substitui o CPC 06 (R1) / IAS 17 - Arrendamentos, bem como interpretações relacionadas (ICPC 03 / IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). A adoção da nova norma elimina a contabilização de arrendamento operacional para o arrendatário, apresentando um único modelo de arrendamento que consiste em reconhecer inicialmente todos os arrendamentos no ativo e passivo a valor presente e reconhecer a amortização do ativo de direito de uso e os juros do arrendamento separadamente no resultado. Em 31 de março de 2019, o saldo da conta totalizou R\$ 97,8 milhões. Mais detalhes em nossa ITR (NE nº 4.1).



## 3.2 Balanço Patrimonial – Ativo

	R\$ mil				
Ativo	mar/19 (1)	dez/18 (2)	mar/18 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
<b>CIRCULANTE</b>	<b>6.800.453</b>	<b>6.677.846</b>	<b>6.008.435</b>	<b>1,8</b>	<b>13,2</b>
Caixa e equivalentes de caixa	2.053.970	1.948.409	1.697.463	5,4	21,0
Títulos e Valores Mobiliários	93.909	124.862	1.361	(24,8)	-
Cauções e depósitos vinculados	61.363	203	39.839	-	54,0
Clientes	2.905.916	2.944.091	2.519.265	(1,3)	15,3
Dividendos a receber	63.026	76.672	80.455	(17,8)	(21,7)
Repasse CRC ao Estado do Paraná	195.169	190.876	170.385	2,2	14,5
Ativos Financeiros Setoriais	477.546	421.184	326.961	13,4	46,1
Contas a receber vinculadas à concessão	54.596	53.177	148.608	2,7	(63,3)
Ativos de contrato	88.295	85.019	-	3,9	-
Outros créditos	364.283	363.250	399.988	0,3	(8,9)
Estoques	113.058	116.285	104.317	(2,8)	8,4
Imposto de Renda e Contribuição Social	110.654	152.157	283.942	(27,3)	(61,0)
Outros tributos correntes a recuperar	180.497	160.842	197.234	12,2	(8,5)
Despesas antecipadas	37.977	40.819	38.529	(7,0)	(1,4)
Partes Relacionadas	194	-	88	-	120,5
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>29.365.067</b>	<b>29.252.254</b>	<b>27.709.992</b>	<b>0,4</b>	<b>6,0</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>10.100.528</b>	<b>10.014.260</b>	<b>8.489.430</b>	<b>0,9</b>	<b>19,0</b>
Títulos e Valores Mobiliários	218.766	219.434	217.187	(0,3)	0,7
Outros investimentos temporários	21.357	19.511	20.070	9,5	6,4
Cauções e depósitos vinculados	90.093	89.555	76.050	0,6	18,5
Clientes	181.849	162.915	209.532	11,6	(13,2)
Repasse CRC ao Estado do Paraná	1.236.979	1.254.166	1.324.352	(1,4)	(6,6)
Depósitos judiciais	515.464	528.290	576.227	(2,4)	(10,5)
Ativos Financeiros Setoriais	133.027	257.635	108.987	(48,4)	22,1
Contas a receber vinculadas à concessão	2.507.562	2.497.514	4.420.453	0,4	(43,3)
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	71.656	-	-
Ativos de contrato	3.506.956	3.348.211	-	4,7	-
Outros créditos	247.398	228.894	160.195	8,1	54,4
Imposto de renda e contribuição social	162.486	166.384	135.115	(2,3)	20,3
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	1.045.268	1.007.061	951.839	3,8	9,8
Outros tributos correntes a recuperar	231.537	231.400	194.682	0,1	18,9
Despesas antecipadas	1.786	3.290	8.819	(45,7)	(79,7)
Partes Relacionadas	-	-	14.266	-	-
<b>Investimentos</b>	<b>2.396.208</b>	<b>2.368.234</b>	<b>2.597.638</b>	<b>1,2</b>	<b>(7,8)</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>10.785.775</b>	<b>10.840.663</b>	<b>10.158.540</b>	<b>(0,5)</b>	<b>6,2</b>
<b>Intangível</b>	<b>6.082.556</b>	<b>6.029.097</b>	<b>6.464.384</b>	<b>0,9</b>	<b>(5,9)</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	<b>97.769</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>36.263.289</b>	<b>35.930.100</b>	<b>33.718.427</b>	<b>0,9</b>	<b>7,5</b>

### 3.3 Endividamento

#### Dívida Bruta

O total da dívida consolidada da Copel somava R\$ 11.307,5 milhões em 31 de março de 2019, redução de 2,2% em comparação com os R\$ 11.565,4 milhões registrados em 31 de dezembro de 2018. Essa queda reflete, principalmente, as amortizações do período.

Em 31 de março de 2019, o endividamento bruto da Companhia representava 67,2% do patrimônio líquido consolidado, o qual era de R\$ 16.838,8 milhões, equivalente a R\$ 61,53 por ação (Valor Patrimonial por Ação – VPA). A composição dos saldos de empréstimos, financiamentos e debêntures está demonstrada na tabela a seguir:

		R\$ mil	
		Total	Composição %
Moeda Nacional	Eletrobras - COPEL	18.908	0,2
	FINEP	9.130	0,1
	BNDES	2.204.269	19,5
	Banco do Brasil S/A e outros	839.812	7,4
	Debêntures e Notas Promissórias	8.128.684	71,9
	<b>Total</b>	<b>11.200.803</b>	<b>99,1</b>
Moeda Estrangeira	Tesouro Nacional	106.707	0,9
	<b>Total</b>	<b>106.707</b>	<b>0,9</b>
<b>TOTAL</b>		<b>11.307.510</b>	<b>100,0</b>

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

								R\$ mil
	Curto Prazo	Longo Prazo						Total
	abr/19 - mar/20	abr/20 - dez/20	2021	2022	2023	2024	A partir de 2025	
Moeda Nacional	3.553.778	1.006.087	2.147.206	1.785.836	976.838	314.204	1.416.854	11.200.803
Moeda Estrangeira	2.438	-	-	-	-	104.269	-	106.707
<b>TOTAL</b>	<b>3.556.216</b>	<b>1.006.087</b>	<b>2.147.206</b>	<b>1.785.836</b>	<b>976.838</b>	<b>418.473</b>	<b>1.416.854</b>	<b>11.307.510</b>

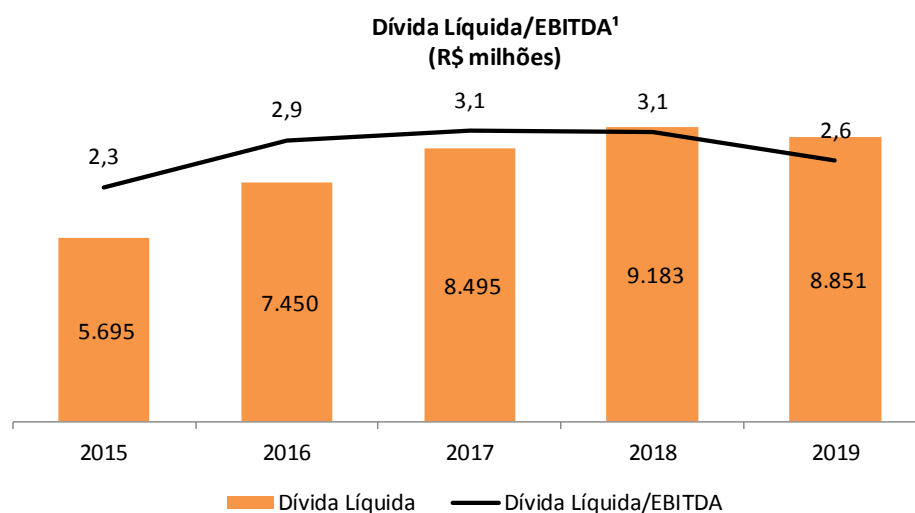
## Avais e Garantias

Até 31 de março de 2019, a Companhia concedeu R\$ 1.578,8 milhões em avais e garantias, conforme tabela a seguir.

	R\$ mil				
Avais e Garantias <sup>1</sup>	mar/19 (1)	dez/18 (2)	mar/18 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	35.843	35.843	34.206	-	4,8
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	58.797	58.797	55.840	-	5,3
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	381.776	381.776	369.574	-	3,3
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	191.133	191.133	202.911	-	(5,8)
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	353.205	353.205	413.077	-	(14,5)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	169.966	169.966	167.483	-	1,5
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	257.101	257.101	273.165	-	(5,9)
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	131.014	131.014	145.417	-	(9,9)
<b>TOTAL</b>	<b>1.578.835</b>	<b>1.578.835</b>	<b>1.661.673</b>	<b>-</b>	<b>(5,0)</b>

<sup>1</sup> Proporcional à participação da Copel nos empreendimentos.

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



## Dívida por Subsidiária

A tabela a seguir apresenta a dívida bruta e a dívida líquida das subsidiárias:

	R\$ mil					
	GeT	DIS	Telecom	Holding	Outras	Total
Dívida Total	5.464.087	1.995.729	433.641	2.330.552	1.083.501	11.307.510
Disponibilidade	603.915	891.308	6.999	364.840	589.676	2.456.738
Dívida Líquida	4.860.172	1.104.421	426.642	1.965.712	493.825	8.850.772



## Contas a pagar vinculadas à concessão

### Utilização do Bem Público

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

R\$ mil					
Mauá	Colíder	Baixo Iguaçu	PCHs <sup>1</sup>	Elejor	Total
16.773	24.010	7.463	-	545.062	593.308

<sup>1</sup>Referente às PCHs Cavernoso, Apucarânia, Chaminé e Derivação do Rio Jordão.

### Provisões para Litígios

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

R\$ mil					
Perdas Prováveis - Consolidado	mar/19 (1)	dez/18 (2)	mar/18 (3)	Var % (1/2)	Var % (1/3)
<b>Fiscais</b>	<b>158.868</b>	<b>157.097</b>	<b>134.221</b>	<b>1,1</b>	<b>18,4</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>634.913</b>	<b>612.782</b>	<b>539.816</b>	<b>3,6</b>	<b>17,6</b>
<b>Benefícios a Empregados</b>	<b>92.596</b>	<b>85.199</b>	<b>93.082</b>	<b>8,7</b>	<b>(0,5)</b>
<b>Cíveis</b>	<b>729.598</b>	<b>732.691</b>	<b>735.750</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(0,8)</b>
Cíveis e direito administrativo	503.410	492.934	515.946	2,1	(2,4)
Servidões de passagem	115.696	118.147	111.692	(2,1)	3,6
Desapropriações e patrimoniais	105.159	116.401	101.866	(9,7)	3,2
Consumidores	5.333	5.209	6.246	2,4	(14,6)
<b>Ambientais</b>	<b>3.498</b>	<b>3.531</b>	<b>2.485</b>	<b>(0,9)</b>	<b>40,8</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>72.682</b>	<b>73.473</b>	<b>64.567</b>	<b>(1,1)</b>	<b>12,6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.692.155</b>	<b>1.664.773</b>	<b>1.569.921</b>	<b>1,6</b>	<b>7,8</b>

As causas classificadas como perdas possíveis (aquelas que não são provisionadas no balanço), estimadas pela Companhia e suas controladas, totalizaram R\$ 3.075,9 milhões ao final de março de 2019, montante 1,6% maior que o registrado em dezembro de 2018 (R\$ 3.052,7 milhões). As perdas estão compostas por ações das seguintes naturezas: cíveis (R\$ 1.316,4 milhões); regulatórias (R\$ 849,8 milhões); fiscais (R\$ 581,7 milhões); trabalhistas (R\$ 308,1 milhões); e benefícios a empregados (R\$ 19,9 milhões).



### 3.4 Balanço Patrimonial - Passivo

	R\$ mil				
Passivo	mar/19 (1)	dez/18 (2)	mar/18 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
<b>CIRCULANTE</b>	<b>6.886.528</b>	<b>6.695.114</b>	<b>5.911.286</b>	<b>2,9</b>	<b>16,5</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	288.907	284.179	387.993	1,7	(25,5)
Fornecedores	1.529.944	1.419.243	1.389.284	7,8	10,1
Imposto de renda e contribuição social	94.219	197.949	134.025	(52,4)	(29,7)
Outras obrigações fiscais	387.980	451.433	286.775	(14,1)	35,3
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.556.216	3.297.928	2.571.575	7,8	38,3
Dividendo mínimo obrigatório a pagar	369.949	375.675	287.015	(1,5)	28,9
Benefícios pós-emprego	61.243	58.478	53.335	4,7	14,8
Encargos do consumidor a recolher	56.611	79.872	106.570	(29,1)	(46,9)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	262.297	270.429	284.398	(3,0)	(7,8)
Contas a pagar vinculadas à concessão	69.698	67.858	63.410	2,7	9,9
Passivos financeiros setoriais líquidos	-	-	92.509	-	-
Passivo de arrendamento	29.326	-	-	-	-
Outras contas a pagar	180.138	192.070	137.439	(6,2)	31,1
Provisões para litígios	-	-	116.958	-	-
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>12.537.920</b>	<b>12.898.772</b>	<b>11.973.234</b>	<b>(2,8)</b>	<b>4,7</b>
Coligadas e Controladas	-	-	-	-	-
Fornecedores	49.431	49.956	40.717	(1,1)	21,4
Imposto de renda e contribuição social diferidos	171.008	157.420	120.249	8,6	42,2
Outras Obrigações fiscais	792.126	796.732	778.354	(0,6)	1,8
Empréstimos, financiamentos e debêntures	7.751.294	8.267.510	7.822.245	(6,2)	(0,9)
Benefícios pós-emprego	917.099	910.285	823.505	0,7	11,4
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	351.351	322.306	267.194	9,0	31,5
Contas a pagar vinculadas à concessão	523.610	516.305	496.988	1,4	5,4
Passivos financeiros setoriais líquidos	97.991	96.531	92.142	1,5	6,3
Passivo de arrendamento	69.453	-	-	-	-
Outras contas a pagar	122.402	116.954	78.877	4,7	55,2
Provisões para litígios	1.692.155	1.664.773	1.452.963	1,6	16,5
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>16.838.841</b>	<b>16.336.214</b>	<b>15.833.907</b>	<b>3,1</b>	<b>6,3</b>
<i>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</i>	16.530.916	16.032.925	15.523.944	3,1	6,5
Capital social	7.910.000	7.910.000	7.910.000	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	769.126	785.610	874.508	(2,1)	(12,1)
Reserva legal	914.751	914.751	844.398	-	8,3
Reserva de retenção de lucros	6.422.564	6.422.564	5.557.843	-	15,6
Lucros acumulados	514.475	-	337.195	-	52,6
<i>Atribuível aos acionistas não controladores</i>	307.925	303.289	309.963	1,5	(0,7)
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>36.263.289</b>	<b>35.930.100</b>	<b>33.718.427</b>	<b>0,9</b>	<b>7,5</b>

## 4. Desempenho das Principais Empresas

### 4.1 Copel Geração e Transmissão

A Copel GeT apresentou EBITDA de R\$ 601,2 milhões no 1T19, aumento de 22,3% em relação aos R\$ 491,4 milhões do 1T18. Esse resultado é reflexo, principalmente, (i) da redução 29,7% na linha “pessoal e administradores”, decorrente do efeito da provisão referente ao PDI no 1T18, no valor de R\$ 28,3 milhões, e da redução de 56 funcionários nos últimos 12 meses; (ii) da queda de 85,2% na linha “provisões e reversões”, a maior parte decorrente de litígios trabalhistas (R\$ 6,0 milhões no 1T19 ante R\$ 23,5 milhões no 1T18); e (iii) do incremento de 10,6% na receita de “fornecimento de energia elétrica”, em virtude do crescimento de 7,1% de energia vendida aos consumidores livres.

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custos Gerenciáveis	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	71.495	92.755	101.768	(29,7)
Planos previdenciário e assistencial	15.337	16.071	15.122	1,4
Material	3.040	4.265	3.256	(6,6)
Serviços de terceiros	23.479	29.581	26.904	(12,7)
Outros custos e despesas operacionais	14.227	(3.140)	10.867	30,9
<b>TOTAL</b>	<b>127.577</b>	<b>139.532</b>	<b>157.917</b>	<b>(19,2)</b>

Os custos gerenciáveis, excetuando perdas estimadas, provisões e reversões, e taxas referentes à utilização de recursos hídricos, apresentaram redução de 19,2% e refletem, basicamente, a redução de 29,7% na linha de pessoal, descrita acima.

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custo com Pessoal	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	71.495	92.755	101.768	(29,7)
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	-	9.047	(28.273)	-
<b>TOTAL</b>	<b>71.495</b>	<b>101.802</b>	<b>73.495</b>	<b>(2,7)</b>

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI, os custos com pessoal registraram redução de 2,7% comparado com o 1T18.

Adicionalmente, os efeitos foram parcialmente compensados, pelo aumento de 19,6% em “encargos de uso da rede elétrica” efeito, sobretudo, dos maiores gastos com encargos de uso do sistema utilizados pelos novos empreendimentos UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu.

O suprimento de energia elétrica apresentou leve redução de 0,3%, principalmente, devido a estratégia de sazonalização da energia para o ano, parcialmente compensado pela receita proveniente de novos contratos da UHE Colíder e Baixo Iguaçu. Apesar do cenário hidrológico favorável (GSF médio de 149,0% no 1T19 ante 112,6% no 1T18), uma parcela significativa da energia secundária foi gerado no submercado norte, o qual registrou PLD médio de R\$ 53,94.

Principais Indicadores	R\$ mil			
	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	918,0	847,9	873,3	5,1
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(397,3)	(417,7)	(452,2)	(12,1)
Resultado Operacional (R\$ milhões)	438,0	353,0	330,5	32,5
Lucro Líquido (R\$ milhões)	292,1	249,4	221,0	32,1
EBITDA (R\$ milhões)	601,2	512,2	491,4	22,3
Margem Operacional	47,7%	41,6%	37,8%	26,1
Margem Líquida	31,8%	29,4%	25,3%	25,7
Margem EBITDA	65,5%	60,4%	56,3%	16,4
Programa de Investimento (R\$ milhões)	74,9	230,1	165,5	(54,8)

No primeiro trimestre de 2019, a Copel GeT apresentou lucro líquido de R\$ 292,1 milhões, montante 32,1% superior aos R\$ 221,0 milhões registrados no 1T18.

Excetuando os efeitos extraordinários relacionados a seguir, o EBITDA da Copel GeT apresentou crescimento de 15,4% no 1T19.

LAJIDA Ajustado	R\$ milhões		
	1T19 (1)	1T18 (2)	Var.% (1/2)
<b>LAJIDA</b>	<b>601,2</b>	<b>491,4</b>	<b>22,3</b>
(-)/+ Impairment	5,4	2,9	-
(-)/+ Provisão para PDI	-	28,3	-
(-)/+ Provisão para litígios		3,0	-
<b>LAJIDA Ajustado</b>	<b>606,6</b>	<b>525,6</b>	<b>15,4</b>

## 4.2 Copel Distribuição

A Copel Distribuição registrou EBITDA de R\$ 329,8 milhões no 1T19, montante 151,1% superior aos R\$ 131,3 milhões registrados no 1T18. Esse resultado é consequência, especialmente, (i) do reajuste de 16,42% na TUSD, válido a partir de 24 de junho de 2018, que, alinhado ao crescimento de 5,1% do mercado fio, contribuiu para o aumento de 34,6% na linha de “disponibilidade da rede elétrica”; e (ii) da redução de 15,1% nos custos gerenciáveis (não considerando nesta análise as perdas de crédito, provisões e reversões) em virtude, principalmente, da queda de 24,4% nos custos com pessoal e administradores, em razão do efeito da provisão referente ao PDI no 1T18, no valor de R\$ 51,6 milhões, e da diminuição de 354 empregados nos últimos 12 meses, parcialmente compensada pelo reajuste salarial de outubro de 2018.

Destaca-se ainda, que todos os custos gerenciáveis tiveram redução em relação ao 1T18, conforme demonstrado no quadro a seguir:

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custos Gerenciáveis	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	177.227	247.668	234.485	(24,4)
Planos previdenciário e assistencial	39.111	41.622	40.104	(2,5)
Material	13.299	15.305	14.754	(9,9)
Serviços de terceiros	88.405	83.123	89.316	(1,0)
Outros custos e despesas operacionais	34.015	29.547	36.084	(5,7)
<b>TOTAL</b>	<b>352.057</b>	<b>417.265</b>	<b>414.743</b>	<b>(15,1)</b>

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI, a redução dos custos com pessoal no 1T19 em relação ao mesmo período do ano anterior foi de 3,1%.

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custo com Pessoal	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	177.227	247.668	234.485	(24,4)
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	-	8.031	(51.566)	-
<b>TOTAL</b>	<b>177.227</b>	<b>255.699</b>	<b>182.919</b>	<b>(3,1)</b>

Além disso, destacam-se as seguintes variações:

- (i) aumento de 24,9% na linha de “fornecimento de energia elétrica”, em função do crescimento de 4,7% no mercado cativo e do reajuste médio de 15,61% tarifa de energia (TE), válido desde 24 de junho de 2018;

- (ii) valor negativo de R\$ 67,5 milhões na linha de “resultados de ativos e passivos financeiros setoriais” no 1T19, ante R\$ 203,5 milhões positivos no 1T18, em virtude, sobretudo, da amortização dos valores considerados no reajuste de 2018 e pequena variação dos saldos em constituição para o reajuste de 2019.

Principais Indicadores	R\$ mil			
	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	2.556,6	2.345,4	2.207,7	15,8
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(2.310,3)	(2.247,2)	(2.149,5)	7,5
Resultado Operacional (R\$ milhões)	268,3	141,3	66,8	301,4
Lucro Líquido (R\$ milhões)	175,1	126,7	41,8	318,4
EBITDA (R\$ milhões)	329,8	175,9	131,3	151,1
Margem Operacional	10,5%	6,0%	3,0%	246,7
Margem Líquida	6,8%	5,4%	1,9%	261,3
Margem EBITDA	12,9%	7,5%	5,9%	116,8
Programa de Investimento (R\$ milhões)	206,0	234,0	107,5	91,6

O lucro líquido no 1T19 foi de R\$ 175,1 milhões, mais de quatro vezes superior aos R\$ 41,8 milhões registrados no mesmo período de 2018, decorrente também, além dos itens já descritos anteriormente, do melhor resultado financeiro do 1T19 (R\$ 22,0 milhões ante R\$ 8,6 milhões no 1T18), principalmente em razão do maior saldo de caixa e equivalentes de caixa.

Não foram identificados eventos extraordinários a serem ajustados no EBITDA do 1T19, que ficou 64,8% superior aos R\$ 200,1 milhões de EBITDA ajustados apresentados no 1T18

EBITDA Ajustado	R\$ milhões		
	1T19 (1)	1T18 (2)	Var.% (1/2)
<b>EBITDA</b>	<b>329,8</b>	<b>131,3</b>	<b>151,1</b>
(-)/+ Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	-	51,6	-
(-)/+ Provisão para litígios	-	17,2	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>329,8</b>	<b>200,1</b>	<b>64,8</b>

### 4.3 Copel Telecomunicações

A Copel Telecom registrou um EBITDA de R\$ 35,9 milhões no 1T19, um aumento de 34,4% em relação aos R\$ 26,7 milhões registrados em 1T18, em virtude, principalmente, da ampliação da base de clientes e da redução das despesas com pessoal e administradores, parcialmente compensado, sobretudo, pelas desativações de infraestruturas de equipamentos de clientes.

Os custos gerenciáveis, excetuando-se provisões e reversões, totalizaram R\$ 76,2 milhões em 1T19, crescimento de 19,2% em relação a 1T18, influência, principalmente, das desativações mencionadas e do aumento de 26,4% na linha serviços de terceiros, em função do aumento do saldo de ativações e desativações no período.

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custos Gerenciáveis	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	16.643	22.248	29.199	(43,0)
Planos previdenciário e assistencial	2.897	3.242	3.831	(24,4)
Material	714	535	428	66,8
Serviços de terceiros	24.470	24.880	19.352	26,4
Outros custos e despesas operacionais	31.487	48.539	11.150	182,4
<b>TOTAL</b>	<b>76.211</b>	<b>99.444</b>	<b>63.960</b>	<b>19,2</b>

A conta pessoal e administradores totalizou R\$ 16,6 milhões em 1T19, redução de 43,0% ao registrado no 1T18, consequência da política salarial aplicada pela companhia, da redução de 177 empregados do quadro de pessoal em razão (i) de uma reestruturação interna, com a transferência de 137 empregados para outras subsidiárias e, (ii) do Plano de Demissão Incentivada (PDI) encerrado em dezembro de 2018.

	R\$ mil			
	1T19	4T18	1T18	Var. %
Custo com Pessoal	(1)	(2)	(3)	(1/3)
Pessoal e administradores	16.643	22.248	29.199	(43,0)
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	-	1.971	(5.815)	-
<b>TOTAL</b>	<b>16.643</b>	<b>24.219</b>	<b>23.384</b>	<b>(28,8)</b>

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI, os custos com pessoal reduziram 28,8% na comparação entre o 1T19 e 1T18.

O lucro líquido registrado em 1T19 foi de R\$ 3,5 milhões, redução de 48,4% em relação a 1T18, quando o lucro foi de R\$ 6,8 milhões, efeito, principalmente, das desativações de infraestruturas de clientes.

A tabela a seguir apresenta os principais indicadores da Copel Telecom.





	R\$ mil			
Principais Indicadores	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	115,4	105,9	104,5	10,4
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(101,6)	(129,3)	(89,4)	13,6
Resultado Operacional (R\$ milhões)	5,2	- 28,0	9,8	(46,5)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	3,5	- 12,8	6,8	(48,4)
LAJIDA (R\$ milhões)	35,9	- 4,2	26,7	34,4
Margem Operacional	4,5%	-26,5%	9,4%	(51,5)
Margem Líquida	3,0%	-12,1%	6,5%	(53,2)
Margem LAJIDA	31,1%	-3,9%	25,6%	21,8
Programa de Investimento (R\$ milhões)	54,0	89,3	51,4	5,1

Não foram identificados eventos extraordinários para ajuste no EBITDA do 1T19, que ficou 1,7% menor que o EBITDA ajustado do 1T18.

	R\$ milhões		
EBITDA Ajustado	1T19 (1)	1T18 (2)	Var.% (1/2)
<b>EBITDA</b>	<b>35,9</b>	<b>26,7</b>	<b>34,4</b>
+ Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	-	5,8	-
+ Provisão para litígios	-	4,0	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>35,9</b>	<b>36,5</b>	<b>(1,7)</b>

## 4.4 Informações Contábeis

Na tabela a seguir apresentamos informações contábeis do final de março de 2019 referentes às principais participações da Copel:

	R\$ mil			
Participações - mar/19	Ativo Total	Patrimônio Líquido <sup>1</sup>	Rec. Oper. Líquida	Lucro Líquido
<b>Controladas (Consolida com Copel)</b>				
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	679.817	450.811	174.081	16.194
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	622.267	56.498	71.084	13.639
UEG Araucária Ltda	414.576	350.388	-	(20.274)
<b>Controladas em Conjunto (Equivalência Patrimonial)</b>				
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	261.544	151.191	1.720	(1.133)
Cantareira Transmissora S.A	1.437.734	644.973	12.880	(3.031)
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	1.276.986	656.390	33.972	(2.062)
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	466.327	265.076	46.341	416
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	2.382.524	1.054.774	220.437	8.183
Matrinchã Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	2.271.809	1.387.239	100.507	13.330
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	1.650.528	678.124	92.961	22.676
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	220.868	218.649	-	(7.204)
<b>Coligadas (Equivalência Patrimonial)</b>				
Dona Francisca Energética S.A.	142.374	134.937	17.445	10.928
Foz do Chopim Energética Ltda	77.923	34.388	13.504	11.388



## 5. Programa de Investimentos

A tabela a seguir apresenta o programa de investimentos realizados no 1T19 e o previsto para 2019, o qual foi revisado, sendo a última alteração na 184ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração.

Subsidiária / SPE	R\$ milhões	
	Realizado 1T19	Previsto <sup>1</sup> 2019
<b>Copel Geração e Transmissão</b>	<b>74,9</b>	<b>794,8</b>
UHE Colíder	26,8	59,3
UHE Baixo Iguaçu <sup>2</sup>	5,6	18,1
LT Curitiba Leste-Blumenau	37,2	196,1
SE Bateias	0,1	11,3
SPE Mata da Santa Genebra Transmissão <sup>2</sup>	-	55,4
PCH Bela Vista	-	113,6
SPE Uirapuru	-	133,0
Outros	5,2	207,9
<b>Copel Distribuição</b>	<b>206,0</b>	<b>835,0</b>
<b>Copel Telecomunicações</b>	<b>54,0</b>	<b>290,2</b>
<b>Copel Comercialização</b>	<b>-</b>	<b>0,7</b>
<b>Copel Renováveis</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>
<b>Holding</b>	<b>-</b>	<b>1,3</b>
<b>Cutia Empreendimentos Eólicos</b>	<b>23,6</b>	<b>59,2</b>
<b>Outros<sup>2,3</sup></b>	<b>1,4</b>	<b>12,4</b>
<b>Total</b>	<b>359,9</b>	<b>1.993,5</b>

<sup>1</sup> Orçamento de capital originalmente aprovado pelo Conselho de Administração na 184ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, sendo atualizado na 186ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, com aumento de R\$26,2 milhões para o valor originalmente previsto para SPE Mata de Santa Genebra Transmissão. Não considera apropriação de mão de obra própria, encargos e outros.

<sup>2</sup> Referente à participação da Copel no Empreendimento.

<sup>3</sup> Inclui São Bento Energia e Copel Brisa Potiguar

## 6. Mercado de Energia e Tarifas

### 6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição

A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 5.246 GWh no 1T19, crescimento de 4,7%. Esse resultado foi influenciado principalmente pelo aumento do consumo das classes residencial e comercial, em especial pelo registro de elevadas temperaturas nos meses de janeiro, com variação média acima de 10%, e fevereiro que teve mais dias úteis.

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

	Nº de consumidores			Energia vendida (GWh)		
	mar/19	mar/18	Var. %	1T19	1T18	Var. %
Residencial	3.772.134	3.701.338	1,9	1.998	1.849	8,1
Industrial	72.510	76.038	(4,6)	658	709	(7,3)
Comercial	401.293	391.104	2,6	1.298	1.214	6,9
Rural	351.663	353.653	(0,6)	665	632	5,2
Outros	57.762	57.527	0,4	627	605	3,6
<b>Mercado Cativo</b>	<b>4.655.362</b>	<b>4.579.660</b>	<b>1,7</b>	<b>5.246</b>	<b>5.009</b>	<b>4,7</b>

Para mais detalhes acesse o Comunicado ao Mercado – RI 12/19 ([link](#)).

## 6.2 Mercado Fio (TUSD)

O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, apresentou crescimento de 5,1% no consumo de energia no 1T19, conforme apresentado na tabela a seguir.

	Nº de consumidores / Contratos			Energia vendida (GWh)		
	mar/19	mar/18	Var. %	1T19	1T18	Var. %
Mercado Cativo	4.655.362	4.579.660	1,7	5.246	5.009	4,7
Suprimento Fio <sup>1</sup>	7	6	16,7	204	194	5,5
Consumidores Livres <sup>2</sup>	1.164	1.005	15,8	2.447	2.312	5,8
<b>Mercado Fio</b>	<b>4.656.533</b>	<b>4.580.671</b>	<b>1,7</b>	<b>7.897</b>	<b>7.515</b>	<b>5,1</b>

<sup>1</sup> Total do suprimento fio no mercado cativo (concessionárias e permissionárias) e livre.

<sup>2</sup> Total de consumidores livres atendidos pela Copel GeT, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

O resultado observado é reflexo, principalmente, (i) do aumento de 4,7% no consumo do mercado cativo, influenciado especialmente pela classe residencial e, (ii) do crescimento de 5,8% no consumo do mercado livre no 1T19, resultado da melhora da produção industrial do Paraná – crescimento de 9,8% e 10,8% em janeiro e fevereiro, respectivamente, na comparação com os mesmos meses de 2018. Os setores que mais contribuíram para o aumento do consumo de energia foram os de fabricação (i) de produtos alimentícios, (ii) de produtos químicos, e (iii) fabricação de bebidas.

## 6.3 Fornecimento de Energia Elétrica

O fornecimento de energia elétrica da Copel, que representa o volume de energia vendido aos consumidores finais e é composto pelas vendas no mercado cativo da Copel Distribuição e pelas vendas no mercado livre da

Copel Geração e Transmissão e da Copel Comercialização, registrou crescimento de 6,8% entre janeiro e março de 2019.

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

Classe	Mercado	Energia vendida (GWh)		
		1T19	1T18	Var. %
<b>Residencial</b>		<b>1.998</b>	<b>1.849</b>	<b>8,1</b>
	<b>Total</b>	<b>2.118</b>	<b>2.023</b>	<b>4,7</b>
<b>Industrial</b>	Cativo	658	709	(7,3)
	Livre	1.460	1.314	11,2
	<b>Total</b>	<b>1.428</b>	<b>1.290</b>	<b>10,7</b>
<b>Comercial</b>	Cativo	1.298	1.214	6,9
	Livre	130	76	71,0
<b>Rural</b>		<b>665</b>	<b>632</b>	<b>5,2</b>
<b>Outros</b>		<b>627</b>	<b>605</b>	<b>3,6</b>
<b>Fornecimento de Energia</b>		<b>6.836</b>	<b>6.399</b>	<b>6,8</b>

## 6.4 Total de Energia Vendida<sup>1</sup>

O total de energia vendida pela Copel, composto pelas vendas da Copel Distribuição, da Copel Geração e Transmissão, dos Complexos Eólicos e da Copel Comercialização em todos os mercados, atingiu 12.260 GWh no primeiro trimestre de 2019, representando um crescimento de 15,3%.

A tabela a seguir apresenta as vendas totais de energia da Copel, segmentadas entre Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Parques Eólicos e Copel Comercialização:

<sup>1</sup> Esse item pode apresentar saldo diferente do que foi publicado no Comunicado ao Mercado RI 12/19, por efeito das recontabilizações da CCEE e ajuste em relação a energia da UHE Colíder.



	Nº de consumidores / contratos			Energia vendida (GWh)		
	mar/19	mar/18	Var. %	1T19	1T18	Var. %
<b>Copel DIS</b>						
Mercado Cativo	4.655.362	4.579.660	1,7	5.246	5.009	4,7
Concessionárias e Permissionárias	3	3	-	64	91	(29,4)
CCEE (MCP)	-	-	-	381	104	265,1
<b>Total Copel DIS</b>	<b>4.655.365</b>	<b>4.579.663</b>	<b>1,7</b>	<b>5.691</b>	<b>5.204</b>	<b>9,4</b>
<b>Copel GeT</b>						
CCEAR (Copel DIS)	3	1	200,0	31	23	34,5
CCEAR (outras concessionárias)	101	37	173,0	546	209	161,7
Consumidores Livres	50	52	(3,8)	974	909	7,1
Contratos Bilaterais (Copel Comercialização)	17	7	142,9	1.114	623	79
Contratos Bilaterais <sup>1</sup>	38	50	(24,0)	810	1.313	(38,3)
CCEE (MCP) <sup>2</sup>	-	-	-	629	751	(16,2)
<b>Total Copel GeT</b>	<b>209</b>	<b>147</b>	<b>42,2</b>	<b>4.104</b>	<b>3.828</b>	<b>7,2</b>
<b>Complexos Eólicos</b>						
CCEAR (outras concessionárias)	340	112	203,6	325	207	57,0
CER	10	3	233,3	226	88	156,8
<b>Total Parques Eólicos</b>	<b>350</b>	<b>115</b>	<b>204,3</b>	<b>551</b>	<b>295</b>	<b>86,8</b>
<b>Copel Comercialização</b>						
Consumidores Livres	289	220	31,4	616	480	28,3
Contratos Bilaterais	167	108	54,6	1.298	824	57,6
<b>Total Copel Comercialização</b>	<b>456</b>	<b>328</b>	<b>39,0</b>	<b>1.914</b>	<b>1.304</b>	<b>46,8</b>
<b>Total Copel Consolidado</b>	<b>4.656.380</b>	<b>4.580.253</b>	<b>1,7</b>	<b>12.260</b>	<b>10.631</b>	<b>15,3</b>

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

<sup>1</sup> Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

<sup>2</sup> Garantia Física alocada no período, após impacto do GSF.

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

## 6.5 Fluxos de Energia

### Fluxo de Energia – Copel Dis

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel Dis	1T19	1T18	Var. %
Itaipu	1.375	1.413	(3,5)
CCEAR – Copel Geração e Transmissão	31	23	5,5
CCEAR – Outras	3.068	2.674	8,4
CCEE (MCP)	-	16	(84,2)
Angra	243	249	(1,3)
CCGF	1.590	1.674	(10,3)
Proinfa	111	114	(4,1)
Elejor S.A	293	293	-
<b>Disponibilidade</b>	<b>6.712</b>	<b>6.456</b>	<b>(1,3)</b>
Mercado cativo	5.245	5.009	(0,8)
Concessionárias e Permissionárias <sup>1</sup>	64	57	(43,8)
Suprimento concessionária CCEE <sup>2</sup>	-	33	(55,2)
Cessão MCSD EN <sup>3</sup>	164	255	44,7
CCEE (MCP)	381	103	(35,7)
Perdas e diferenças	858	999	4,8
Rede básica	143	109	(2,2)
Distribuição	633	808	9,1
Alocação de contratos no CG	82	81	(16,4)

<sup>1</sup> Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

<sup>2</sup> Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

<sup>3</sup> Cessão MCSD EN - Cessão contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

### Fluxo de Energia – Copel GeT

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel GeT	1T19	1T18	Var. %
Geração Própria (líquida de perdas)	4.592	5.631	(18,5)
Dona Francisca	35	35	-
Copel Comercialização	0	0	-
Outros	0	0	-
Recebimento MRE	20	0	-
<b>Disponibilidade Total</b>	<b>4.647</b>	<b>5.666</b>	<b>(18,0)</b>
Contratos Bilaterais	765	1.263	(39,4)
Contratos Bilaterais (Copel Comercialização)	1.114	623	79
Contratos CBR <sup>1</sup>	44	41	8,0
Consumidores Livres	974	919	6,0
CCEAR – COPEL Distribuição	31	23	34,5
CCEAR – Outras	546	209	161,7
Entrega/ Cessão MRE	542	1.837	(70,5)
CCEE (MCP) - líquida de compras	629	751	(16,2)

<sup>1</sup> Contratos Bilaterais Regulados



## Fluxo de Energia – Parques Eólicos

	GWh		
<b>Fluxo de Energia - São Bento Energia</b>	<b>1T19</b>	<b>1T18</b>	<b>Var. %</b>
Geração Própria	18	68	(73,5)
<b>Disponibilidade Total</b>	<b>18</b>	<b>68</b>	<b>(73,5)</b>
CCEAR – Outras	94	94	-
Perdas e diferenças	(76)	(26)	192,3

	GWh		
<b>Fluxo de Energia - Brisa Potiguar</b>	<b>1T19</b>	<b>1T18</b>	<b>Var. %</b>
Geração Própria	106	100	6,0
<b>Disponibilidade Total</b>	<b>106</b>	<b>100</b>	<b>6,0</b>
CCEAR – Outras	113	113	-
CER	72	88	(18,2)
Perdas e diferenças	-79	-101	(21,8)

<b>Fluxo de Energia - Cutia</b>	<b>1T19</b>	<b>1T18</b>	<b>Var. %</b>
Geração Própria	86	0	-
<b>Disponibilidade Total</b>	<b>86</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
CER	154	0	-
Perdas e diferenças	-68	0	-

<b>Fluxo de Energia - Bento Miguel</b>	<b>1T19</b>	<b>1T18</b>	<b>Var. %</b>
Geração Própria	23	-	-
CCEAL - recomposição	59	-	-
<b>Disponibilidade Total</b>	<b>82</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
CCEAR – COPEL Distribuição	-	-	-
CCEAR – Outras	118	-	-
CCEE (MCP)	-	-	-
Perdas e diferenças	(36)	-	-

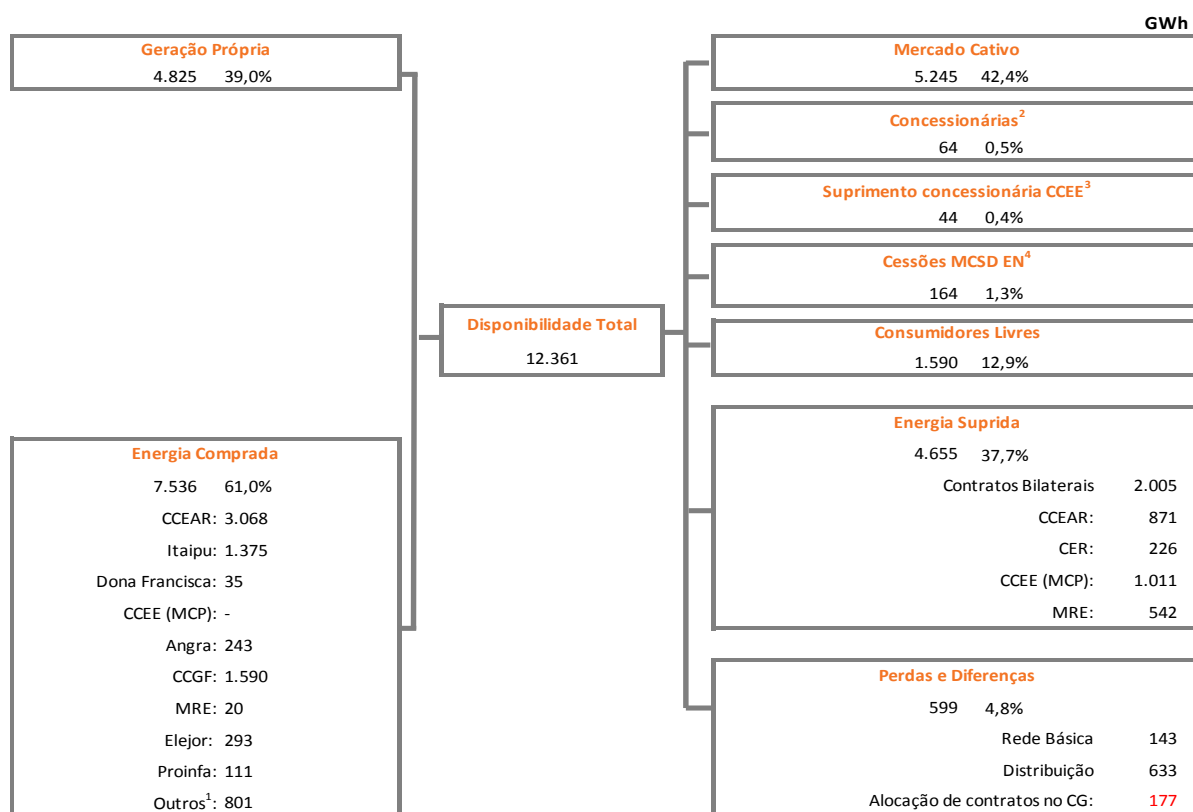


## Fluxo de Energia – Copel Comercialização

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel Com	1T19	1T18	Var. %
Copel GeT	1.114	623	78,8
Outros	769	681	12,9
CCEE (MCP)	32	-	-
<b>Disponibilidade Total</b>	<b>1.914</b>	<b>1.304</b>	<b>46,8</b>
Consumidores Livres	616	480	28,4
Contratos Bilaterais	1.239	824	50,4
Contratos Bilaterais (Empresas do grupo) <sup>1</sup>	59	-	-
CCEE (MCP)	-	-	-

<sup>1</sup> Inclui Copel GeT e Eólicas

## Fluxo de Energia Consolidado (Jan a Mar 2019)



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

<sup>1</sup>Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

<sup>2</sup>Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

<sup>3</sup>Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

<sup>4</sup>Cessões MCS D EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP).



## 6.6 Tarifas

### Tarifas médias de Suprimento de Energia (CCEARs) – Copel Geração e Transmissão

Tarifas	Quantidade MW médio	R\$ / MWh				
		mar/19 (1)	dez/18 (2)	mar/18 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
<b>Copel Geração e Transmissão</b>	<b>191</b>	<b>198,55</b>	<b>171,76</b>	<b>212,22</b>	<b>15,6</b>	<b>(6,4)</b>
Leilão – CCEAR 2011 - 2040 (UHE Mauá)	101	218,54	217,91	210,87	0,3	3,6
Leilão – CCEAR 2013 - 2042 (Cavernoso II)	8	238,99	239,06	229,28	(0,0)	4,2
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (UHE Colíder)	46	166,64	166,50	160,85	0,1	3,6
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (UHE Baixo Iguaçu)	36	174,25	-	-	-	-
<b>Copel Distribuição</b>						
Concessionárias no Estado do Paraná	30	291,30	298,69	260,27	(2,5)	11,9
<b>Total / Tarifa Média Ponderada de Suprimento</b>	<b>221</b>	<b>211,14</b>	<b>191,89</b>	<b>225,61</b>	<b>10,0</b>	<b>(6,4)</b>

Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

O atendimento dos CCEARs da UHE Colíder está sendo realizado parcialmente na proporção da entrada em operação comercial das suas unidades, conforme liminar sob a ação n.º 1018935-95.2017.4.01.3400

### Tarifas Médias de Compra de Energia – Copel Distribuição

Tarifas*	Quantidade MW médio	R\$ / MWh				
		mar/19 (1)	dez/18 (2)	mar/18 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Itaipu <sup>1</sup>	616,2	245,25	227,19	228,12	7,9	7,5
Leilão 2010 - H30	76,3	225,12	225,11	218,27	-	3,1
Leilão 2010 - T15 <sup>2</sup>	55,0	110,77	134,42	187,41	(17,6)	(40,9)
Leilão 2011 - H30	62,7	232,16	232,18	226,05	(0,0)	2,7
Leilão 2011 - T15 <sup>2</sup>	54,2	183,11	175,67	163,35	4,2	12,1
Leilão 2012 - T15 <sup>2</sup>	107,5	191,20	204,62	299,22	(6,6)	(36,1)
Leilão CCEAR 2014 - 2019 <sup>3</sup>	109,1	168,81	157,85	144,49	6,9	16,8
Leilão CCEAR 2014 - 2019 <sup>4</sup>	4,7	-	-	333,19	-	-
Leilão 2016 - T20 <sup>2</sup>	14,0	156,48	161,57	161,57	(3,2)	(3,2)
Angra	115,2	248,48	243,33	243,33	2,1	2,1
CCGF <sup>5</sup>	793,0	93,54	96,57	75,84	(3,1)	23,3
Santo Antônio	154,1	143,84	143,84	139,84	-	2,9
Jirau	239,7	126,51	126,51	123,00	-	2,9
Outros Leilões <sup>6</sup>	268,8	161,01	138,79	185,20	16,0	(13,1)
Bilaterais	135,4	245,06	245,06	240,53	-	1,9
<b>Total / Tarifa Média de Compra</b>	<b>2.805,8</b>	<b>168,13</b>	<b>166,6</b>	<b>165,32</b>	<b>0,9</b>	<b>1,7</b>

<sup>1</sup> Transporte de Furnas não incluído.

<sup>2</sup> Preço médio do leilão conforme pagamento bilateral aos vendedores. Não inclui efeitos de contratação contabilizados pela CCEE.

<sup>3</sup> Disponibilidade.

<sup>4</sup> Quantidade.

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

<sup>6</sup> Preço médio ponderado dos produtos. Não inclui PROINFA.

Com PIS e CONFINS

## Tarifas Médias de Fornecimento de Energia Copel Distribuição

Tarifas <sup>1</sup>	R\$ / MWh				
	mar/19 (1)	dez/18 (2)	mar/18 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Industrial	598,38	574,63	449,14	4,1	33,2
Residencial	505,00	505,05	440,49	(0,0)	14,6
Comercial	487,45	482,35	411,08	1,1	18,6
Rural	341,76	335,91	292,35	1,7	16,9
Outros	350,30	352,97	303,12	(0,8)	15,6
<b>Tarifa média de fornecimento</b>	<b>471,68</b>	<b>471,45</b>	<b>398,80</b>	<b>0,0</b>	<b>18,3</b>

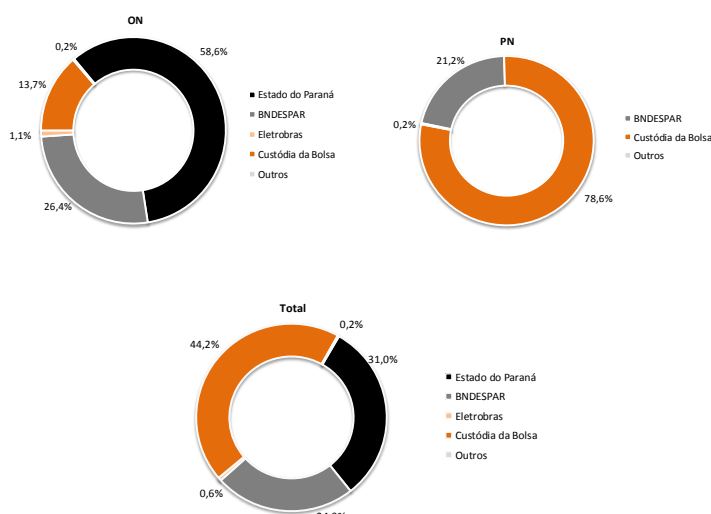
<sup>1</sup> Não considera as bandeiras tarifárias, sem Pis/Cofins e líquido de ICMS.

## 7. Mercado de Capitais

### 7.1 Capital Social

O capital social da Copel é de R\$ 7.910,0 milhões, composto por ações sem valor nominal e o número atual de acionistas é de 26.080. Em março de 2019, o capital da Companhia estava assim representado:

Acionistas	Mil ações							
	ON	%	PNA	%	PNB	%	TOTAL	%
Estado do Paraná	85.029	58,6	-	-	-	-	85.029	31,0
BNDESPAR	38.299	26,4	-	-	27.282	21,3	65.581	24,0
Eletrobras	1.531	1,1	-	-	-	-	1.531	0,6
Custódia da Bolsa	19.836	13,7	77	23,4	100.965	78,7	120.878	44,2
B3	19.428	13,4	77	23,4	68.880	53,7	88.385	32,3
NYSE	408	0,3	-	-	31.881	24,8	32.289	11,8
LATIBEX	-	-	-	-	204	0,2	204	0,1
Outros	336	0,2	252	76,6	49	-	636	0,2
<b>TOTAL</b>	<b>145.031</b>	<b>100,0</b>	<b>329</b>	<b>100,0</b>	<b>128.296</b>	<b>100,0</b>	<b>273.655</b>	<b>100,0</b>



## 7.2 Desempenho das Ações

Desempenho das Ações (Jan - Mar/19)		ON (CPLE3 / ELPVY)		PNB (CPLE6 / ELP / XCOP)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
<b>B3</b>	Negócios	38.281	638	252.829	4.214
	Quantidade	9.103.200	151.720	62.043.700	1.034.062
	Volume (R\$ mil)	293.466	4.891	2.166.289	36.105
	Presença nos Pregões	60	100%	60	100%
<b>NYSE</b>	Quantidade	190.200	3.804	28.216.045	462.558
	Volume (US\$ mil)	1.559	31	260.491	4.270
	Presença nos Pregões	50	82%	61	100%
<b>LATIBEX</b>	Quantidade	-	-	10.870	906
	Volume (Euro mil)	-	-	88	7
	Presença nos Pregões	-	-	12	19%

De janeiro a março de 2019, 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 Brasil Bolsa Balcão ( B3 ).

As ações em circulação totalizaram 68,92% do capital da Companhia. Ao final de março de 2019, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 9.326,4 milhões.

Na carteira do IEE (Índice Setorial de Energia Elétrica), a Copel participa com 5,878%.

No Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), a Copel PNB tem participação de 1,39%.

Na B3, as ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 32,10, com variação positiva de 7,72%, e as ações PNB fecharam a R\$ 36,40, com variação positiva de 19,15%. No mesmo período o Ibovespa teve variação positiva de 8,56%.

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\$ 9,28 com variação positiva de 18,52%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação positiva de 11,15%.

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 19% dos pregões, fechando o período cotadas a € 8,95 com variação positiva de 25,17%. No mesmo período o índice Latibex All Shares teve variação positiva de 13,73%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel no 1T19.

Código / Índice		Preço / Pontos		Var. (%)
		31.03.2019	31.12.2018	
<b>B3</b>	CPLE3	R\$ 32,10	R\$ 29,80	7,7
	CPLE6	R\$ 36,40	R\$ 30,55	19,1
	Ibovespa	95.415	87.887	8,6
<b>NYSE</b>	ELP	US\$ 9,28	US\$ 7,83	18,5
	Dow Jones	25.929	23.327	11,2
<b>LATIBEX</b>	XCOP	€ 8,95	€ 7,15	25,2
	Latibex	2.484	2.178	14,0

## 7.3 Dividendos e JCP

Na tabela a seguir estão discriminadas as distribuições de Dividendos e/ou JCP a partir de 2011:

Tipo de Provento	Exercício	Aprovado	Pagamento	Valor Bruto R\$ Mil	R\$ por Ação		
					ON	PNA	PNB
<b>Total</b>	<b>2011</b>			<b>421.091</b>	<b>1,46833</b>	<b>2,52507</b>	<b>1,61546</b>
JCP <sup>1</sup>	2011	11/08/11	15/09/11	225.814	0,78803	0,86706	0,86706
JCP	2011	26/04/12	29/05/12	195.277	0,68030	1,65801	0,74840
<b>Total</b>	<b>2012</b>			<b>268.554</b>	<b>0,93527</b>	<b>2,52507</b>	<b>1,02889</b>
JCP <sup>1</sup>	2012	19/12/12	15/01/13	138.072	0,47920	2,52507	0,52720
Dividendos	2012	25/04/13	23/05/13	130.482	0,45607	-	0,50169
<b>Total</b>	<b>2013</b>			<b>560.537</b>	<b>1,95572</b>	<b>2,52507</b>	<b>2,15165</b>
JCP <sup>1</sup>	2013	13/11/13	16/12/13	180.000	0,62819	0,69111	0,69111
Dividendos <sup>1</sup>	2013	13/11/13	16/12/13	145.039	0,50617	0,55688	0,55688
Dividendos	2013	24/04/14	28/05/14	235.498	0,82136	1,27708	0,90366
<b>Total</b>	<b>2014</b>			<b>622.523</b>	<b>2,17236</b>	<b>2,52507</b>	<b>2,39000</b>
JCP <sup>1</sup>	2014	24/10/14	21/11/14	30.000	0,10469	0,11519	0,11519
Dividendos <sup>1</sup>	2014	24/10/14	21/11/14	350.770	1,22416	1,34678	1,34678
Dividendos	2014	23/04/15	22/06/15	241.753	0,84351	1,06310	0,92803
<b>Total</b>	<b>2015</b>			<b>326.795</b>	<b>1,13716</b>	<b>2,52507</b>	<b>1,25473</b>
JCP	2015	28/04/16	15/06/16	198.000	0,68748	2,10511	0,76022
Dividendos	2015	28/04/16	15/06/16	128.795	0,44968	0,41996	0,49451
<b>Total</b>	<b>2016</b>			<b>506.213</b>	<b>1,76466</b>	<b>2,89050</b>	<b>1,94342</b>
JCP	2016	28/04/17	30/06/17	282.947	0,98539	2,89050	1,08410
Dividendos	2016	28/04/17	28/12/17	223.266	0,77927	-	0,85932
<b>Total</b>	<b>2017</b>			<b>289.401</b>	<b>1,00801</b>	<b>2,89050</b>	<b>1,10883</b>
JCP <sup>1</sup>	2017	13/12/17	14/08/18	266.000	0,92624	2,89050	1,01887
Dividendos	2017	15/06/18	14/08/18	23.401	0,08177	-	0,08996
<b>Total</b>	<b>2018</b>			<b>378.542</b>	<b>1,31950</b>	<b>2,89050</b>	<b>1,45151</b>
JCP	2018	12/12/18	28/06/19	280.000	0,97515	2,89050	1,07270
Dividendos	2018	29/04/19	28/06/19	98.542	0,34435	-	0,37881

\* Valores sujeitos a arredondamentos.

## 8. Performance Operacional

### 8.1 Geração de Energia

#### Ativos em Operação

##### Copel Geração e Transmissão

A seguir são apresentadas as principais informações do parque gerador da Copel GeT e a energia produzida no primeiro trimestre de 2019.

Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração (GWh)*	Vencimento da Concessão
<b>Hidrelétricas</b>	<b>4.947,0</b>	<b>2.209,3</b>	<b>4.535,6</b>	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	603,3	1.125,3	17.09.2023
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	578,5	1.479,0	15.11.2029
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,6	1.470,9	04.05.2030
UHE Gov. Parigot de Souza <sup>(1)</sup>	78,0	32,7	96,4	05.01.2046
UHE Mauá <sup>(2)</sup>	185,2	100,8	151,2	02.07.2042
UHE Colíder	300,0	178,1	26,3	17.01.2046
UHE Baixo Iguaçu <sup>(3)</sup>	105,1	51,7	45,2	20.08.2047
UHE Guaricana	36,0	16,1	48,1	16.08.2026
PCH Cavernoso II <sup>(4)</sup>	19,0	10,6	23,1	27.02.2046
UHE Chaminé	18,0	11,6	28,9	16.08.2026
UHE Apucarantina	10,0	6,7	15,7	12.10.2025
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	12,0	15.11.2029
UHE Marumbi	4,8	2,4	4,2	(5)
UHE São Jorge	2,3	1,5	3,1	03.12.2024
UHE Chopim I	2,0	1,5	3,4	(6)
UHE Cavernoso	1,3	1,0	0,4	07.01.2031
PCH Melissa	1,0	0,6	0,4	(6)
PCH Salto do Vau	0,9	0,6	1,4	(6)
PCH Pitangui	0,9	0,1	0,6	(6)
<b>Termelétrica</b>	<b>20,0</b>	<b>10,3</b>	<b>0,0</b>	-
UTE Figueira	20,0	10,3	0,0	26.03.2019
<b>Eólica</b>	<b>2,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,7</b>	-
UEE Eólica de Palmas <sup>(7)</sup>	2,5	0,5	0,7	28.09.2029
<b>TOTAL</b>	<b>4.969,5</b>	<b>2.220,1</b>	<b>4.536,4</b>	

Observações:

(1) Usina Gov. Parigot de Souza: 30% da energia gerada em 2017 destinada a Copel GeT e 70% ao regime de cotas.

(2) Corresponde à parcela da Copel (51% do empreendimento de 363 MW).

(3) Corresponde à parcela da Copel (30% do empreendimento de 350,2 MW).

(4) Usina retornou em operação comercial a partir de junho de 2016

(5) Em homologação na ANEEL.

(6) Usinas dispensadas de concessão, possuem apenas registro na ANEEL.

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

\* Considera consumo interno dos geradores.

A Copel GeT protocolou, em 24 de março de 2017, junto à Aneel, sua intenção em prorrogar a outorga da concessão de geração da UTE Figueira, ressaltando, porém, que firmará os necessários contratos e/ou aditivos, somente após conhecer e aceitar os termos contratuais e as regras que orientarão todo processo relacionado à prorrogação da outorga.

Adicionalmente, a Copel GeT realiza a operação de uma usina sob o regime de cotas, conforme demonstrado a seguir:

Usinas - Regime de Cotas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	RAG <sup>2</sup> (jul.18 - jun.19) (R\$ milhões)	Bonificação de Outorga (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) <sup>1</sup>	182,0	76,3	119,2	574,8	05.01.2046

<sup>(1)</sup> Proporcional a energia alocada no regime de cotas de garantia física (70% da energia da usina). Para essa parcela de energia, a Copel GeT não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do MRE associados à usina.

<sup>(2)</sup> Atualizada pela Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho 2018, da Aneel.

A Copel foi designada como o operador provisório da usina Rio dos Patos (1,7 MW de capacidade instalada e garantia física de 1MW médio) após o termo final da concessão. Contudo, sua operação foi suspensa em setembro de 2014, em virtude de danos causados pelas inundações em junho daquele ano.

Em 5 de junho de 2018, a ANEEL, por meio de Resolução Autorizativa nº 7.050, extinguiu a concessão da usina sem a reversão dos bens para o poder concedente, considerados inservíveis à continuidade do serviço e portanto, livremente disponibilizados à Copel GeT, sendo a empresa responsável pela desmobilização e eventual alienação dos bens.

Em 11 de dezembro de 2018, a Companhia assinou o instrumento de promessa de compra e venda dos ativos remanescentes da extinta usina Rio dos Patos com a Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda., nos termos da Resolução Autorizativa nº 7050 de 05 de junho de 2018 da Aneel.

### Complexos Eólicos

A Copel possui 24 parques eólicos em operação, constituídos nos complexos eólicos São Bento Energia, Copel Brisa Potiguar e Complexo Eólico Cutia. No 1T19, estes 24 parques eólicos geraram 265,0 GWh de energia, conforme apresentado na tabela a seguir:

Complexo Eólico	Leilão <sup>1</sup>	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWh/méd)	Geração (GWh)	Preço <sup>2</sup>	Vencimento da Autorização
<b>São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.</b>		<b>94,0</b>	<b>46,3</b>	<b>19,1</b>	<b>223,78</b>	
GE Boa Vista S.A.	2º LFA (26/08/2010)	14,0	6,3	3,4	229,55	27.04.2046
GE Olho D'Água S.A.		30,0	15,3	2,8	222,87	31.05.2046
GE São Bento do Norte S.A.		30,0	14,6	1,3	222,87	18.05.2046
GE Farol S.A.		20,0	10,1	11,6	222,87	19.04.2046
<b>Copel Brisa Potiguar S.A.</b>		<b>183,6</b>	<b>92,6</b>	<b>110,2</b>	<b>195,89</b>	
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	2º LFA (26/08/2010)	27,0	13,2	15,8	225,25	24.04.2046
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.		27,0	12,8	13,6	225,25	30.05.2046
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.		27,0	12,5	15,3	225,25	30.05.2046
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.		27,0	13,7	15,9	225,25	26.04.2046
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	4º LER (18/08/2011)	29,7	15,7	19,2	158,22	07.05.2047
Santa Helena Energias Renováveis S.A.		29,7	15,7	19,7	158,22	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel S.A.		16,2	9,0	10,7	156,99	08.04.2047
<b>Complexo Eólico Cutia</b>		<b>180,6</b>	<b>71,0</b>	<b>94,4</b>	<b>186,02</b>	
UEE Cutia S.A.	6º LER (31/10/2014)	23,1	9,2	14,2	186,02	04.01.2042
UEE Guajiru S.A.		21,0	8,3	11,7	186,02	04.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.		27,3	9,1	15,9	186,02	10.05.2050
UEE Jangada S.A.		27,3	10,3	12,6	186,02	04.01.2042
UEE Maria Helena S.A. <sup>3</sup>		27,3	12,0	9,4	186,02	04.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.		27,3	10,6	16,3	186,02	10.05.2050
UEE Potiguar S.A.		27,3	11,5	14,3	186,02	10.05.2050
<b>Complexo Eólico Bento Miguel</b>		<b>132,3</b>	<b>58,7</b>	<b>41,3</b>	<b>176,04</b>	
CGE São Bento do Norte I S.A.	20ª LEN (28/11/2014)	23,1	10,1	11,4	176,04	03.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.		23,1	10,8	12,6	176,04	03.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.		23,1	10,2	0,2	176,04	03.08.2050
CGE São Miguel I S.A.		21,0	9,3	7,3	176,04	03.08.2050
CGE São Miguel II S.A.		21,0	9,1	6,5	176,04	03.08.2050
CGE São Miguel III S.A.		21,0	9,2	3,3	176,04	03.08.2050
<b>Total</b>		<b>590,5</b>	<b>268,6</b>	<b>265,0</b>	<b>193,75</b>	

<sup>1</sup>LFA - Leilão de Fontes Alternativas/LER - Leilão de Energia de Reserva/LEN - Leilão de Energia Nova.

<sup>2</sup> Preço atualizado até março/2019. Fonte: CCEE.

<sup>3</sup> Parque eólico com 6 aerogeradores em fase de montagem.

O maior empreendimento eólico da Copel, denominado Cutia Empreendimentos Eólicos, iniciou suas operações em 2018. Atualmente 95% dos 149 aerogeradores encontram-se em operação comercial. O Complexo é formado por 13 empreendimentos e está dividido em dois grandes complexos que totalizam 312,9 MW de capacidade instalada: Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste) e Complexo Bento Miguel, composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III), localizados no Estado do Rio Grande do Norte.



## Participação em Empreendimentos de Geração

A Copel tem participação em sete empreendimentos de geração de energia elétrica em fase operacional com capacidade instalada total de 884,7 MW, sendo 599,0 MW ajustados à participação da Copel, conforme demonstrado a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Sócios	PPA assinado com	Vencimento da Concessão
<b>UTE Araucária</b> (UEG Araucária)	484,2	267,0	COPEL - 20% COPEL GeT - 60% Petrobras - 20%	<sup>1</sup>	22.12.2029
<b>UHE Santa Clara</b> (Elejor)	120,2	69,2	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	28.05.2037
<b>PCH Santa Clara I</b> (Elejor)	3,6	2,8	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Consumidores Livres	18.12.2032
<b>UHE Fundão</b> (Elejor)	120,2	63,8	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	28.05.2037
<b>PCH Fundão I</b> (Elejor)	2,5	2,1	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Consumidores Livres	18.12.2032
<b>UHE Dona Francisca</b> (DFESA)	125,0	75,9	COPEL GeT - 23,03% Gerdau - 51,82% Celesc - 23,03% Desenvix - 2,12%	COPEL Gerdau Celesc Desenvix	27.08.2033
<b>PCH Arturo Andreoli</b> (Foz do Chopim)	29,1	20,4	COPEL GeT - 35,77% Silea Participações - 64,23%	Consumidores livres	23.04.2030

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

## Participação em Parques Eólicos

A Copel possui 49% de participação no Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva em contratos de 20 anos com início de suprimento em julho de 2015, conforme tabela a seguir.

Empreendimento	Capacidade Instalada <sup>1</sup> (MW)	Garantia Física (MW méd)	Preço <sup>2</sup>	Início de Suprimento	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
<b>Voltalia - São Miguel do Gostoso I Participações S.A.</b>							
Carnaúbas	27,0	13,1	153,47	jul/15	49% COPEL 51% Voltalia	São Miguel do Gostoso (RN)	08.04.2047
Reduto	27,0	14,4					15.04.2047
Santo Cristo	27,0	15,3					17.04.2047
São João	27,0	14,3					25.03.2047
<b>Total</b>	<b>108,0</b>	<b>57,1</b>	<b>153,47</b>				

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

<sup>2</sup> Preço atualizado até março/2019.

## Ativos em Construção

### Copel Geração e Transmissão

A Copel GeT está concluindo a construção da última unidade geradora (de um total de três unidades) da Usina Hidrelétrica de Colíder, conforme detalhado na sequência.

Além de Colíder, em agosto de 2018 a Copel conquistou o direito de construir a PCH Bela Vista (29 MW de capacidade instalada), prevendo o início das obras para o primeiro semestre de 2019.

Usinas	Contrato de Concessão	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Energia Vendida no ACR (MW médio)	Início de Suprimento	Preço <sup>1</sup> (R\$/MWh)	CAPEX (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
UHE Colíder 100% Copel GeT	01/2011 de 17.01.2011	300	178,1	125,0	01.01.2015	172,08	2.364,0	16.01.2046
PCH Bela Vista 100% Copel GeT	Em assinatura	29	16,6	14,7	01.01.2024	200,38	200,0	31.12.2053
<b>Total</b>		<b>329</b>	<b>194,7</b>					

<sup>1</sup> Atualizado pelo IPCA até março/2019. Fonte CCEE.

### *Usina Hidrelétrica Colíder*

Em 30 de julho de 2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17 de janeiro de 2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento é constituído por casa de força principal de 300 MW de potência instalada, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes, a partir do aproveitamento energético inventariado no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, na região norte do Estado de Mato Grosso.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R\$ 103,40/MWh, na data base de 1º de julho de 2010, atualizada pela variação do IPCA para R\$172,08 em 31 de março de 2019.

Em 09 de março de 2019 e 07 de maio de 2019, entraram em operação comercial, respectivamente, duas unidades geradoras da UHE Colíder, conforme Despachos Aneel nº(s) 673/2019 e 1.273/2019, ambas com 100 MW de potência instalada. A terceira, e última, unidade geradora tem previsão de entrada durante o segundo semestre de 2019.

Em decorrência de caso fortuito e de força maior a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida fosse postergado, o qual foi negado pela agência. A Copel GeT então protocolou, em 18.12.2017, ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder

Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência e, em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu integralmente a antecipação de tutela recursal requerida pela Copel GeT no Agravo de Instrumento para isentá-la de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder.

Após o início parcial da operação comercial, em março de 2019, a usina atendeu seu contrato de venda de energia com geração própria no montante de 41,1 MW médios de um total contratado de 125 MW médios.

Para os períodos anteriores o contrato foi cumprido conforme descrito a seguir:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016: com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- em junho de 2016, com redução parcial por meio de acordo bilateral;
- de julho de 2016 a dezembro de 2018: com redução da totalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, através de Acordo Bilateral e da participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCS D de Energia Nova; e
- de janeiro a março de 2019, os contratos firmados em ambiente regulado passaram a estar vigentes novamente, no entanto a entrega de energia continuou suspensa, tendo em vista a liminar obtida pela Administração.

Em virtude do não julgamento do mérito da ação, foram reconhecidos no resultado do trimestre os efeitos contratuais tanto da receita, quanto do custo da energia para cobertura de seu lastro.

### Complexos Eólicos

A Copel está ampliando sua matriz de geração de energia com fontes renováveis através da conclusão do empreendimento eólico Cutia, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, dividido em dois grandes complexos, Cutia e Bento Miguel, formados por 13 empreendimentos que no seu conjunto totalizam 312,9 MW de capacidade instalada estimada.

Com exceção de Maria Helena, cujo total de 13 aerogeradores deste parque, 7 estão em operação comercial e os 6 restantes estão em fase de montagem, os demais parques eólicos do empreendimento Cutia encontram-se em operação comercial.

Complexo Eólico Cutia	Leilão <sup>1</sup>	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW méd)	Preço <sup>2</sup>	Vencimento da Autorização
UEE Maria Helena S.A.	6º LER (31/10/2014)	27,3	12,0	186,02	04.01.2042

<sup>1</sup> LER - Leilão de Energia de Reserva.

<sup>2</sup> Preço atualizado até março/2019. Fonte: CCEE.

## 8.2 Transmissão de Energia

### Ativos em operação

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

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT	SE		RAP <sup>1</sup> com redução de PA (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
			Extensão (km)	Quantidade	MVA		
Copel GeT	060/2001 <sup>2</sup>	Diversos	2.024	33	12.352	360,9	31.12.2042
Copel GeT	075/2001 <sup>3</sup>	LT Bateias - Jaguaraiava	137	-	-	12,7	16.08.2031
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	32	-	-	1,0	16.03.2038
Copel GeT	027/2009	LT Foz - Cascavel Oeste	116	-	-	11,5	18.11.2039
Copel GeT	001/2010	LT Araraquara II — Taubaté	334	-	-	29,8	05.10.2040
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilho III	-	1	300	4,7	05.10.2040
Copel GeT	022/2012	LT Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	102	-	-	5,6	26.08.2042
Copel GeT	002/2013	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	83	1	200	8,2	24.02.2043
Copel GeT	005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	31	1	300	6,5	28.01.2044
Copel GeT	021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	52	1	150	6,9	04.09.2044
Copel GeT	022/2014	LT Assis — Londrina	122	-	-	18,7	04.09.2044
Costa Oeste Copel GeT - 100%	001/2012	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste LT Cascavel Norte - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	152	1	300	9,1	11.01.2042
Marumbi Copel GeT - 100%	008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	29	1	300	18,1	09.05.2042
Uirapuru Transmissora Copel GeT - 100%	002/2005	LT Ivaiporã - Londrina	-	-	-	-	04.03.2035
<b>Subtotal Copel GeT<sup>4</sup></b>			<b>3.214</b>	<b>39</b>	<b>13.902</b>	<b>493,7</b>	
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaíra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	136	2	700	10,0	09.05.2042
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailândia - Miranda II	365	-	-	16,1	09.05.2042
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	012/2012	LT Paranaíba - Ribeirãozinho	1.005	3	-	86,6	09.05.2042
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	013/2012	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	600	1	-	44,1	09.05.2042
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/2012	LT Barreiras II - Pirapora II	953	-	-	31,6	01.05.2043
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	19/2014	LT Estreito - Fernão Dias	342	-	-	47,8	04.09.2044
<b>Subtotal SPEs<sup>5</sup></b>			<b>3.401</b>	<b>6</b>	<b>700</b>	<b>236,1</b>	
<b>Total</b>			<b>6.615</b>	<b>45</b>	<b>14.602</b>	<b>729,8</b>	

\* Valores sujeitos a arredondamentos.

### SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A.

Em março de 2019, a Copel GeT assinou Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás e a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS para transferência de 100% das ações da SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A., condicionada à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE.

Em abril de 2019, o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) aprovou a transação cujo fechamento, compreendendo a aquisição da totalidade da participação de 100% na Uirapuru, deverá ocorrer no primeiro semestre de 2019, após o consentimento da ANEEL.

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT	SE		RAP com redução de PA (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
			Extensão (km)	Quantidade	MVA		
Uirapuru Transmissora Copel GeT - 100%	002/2005 <sup>1</sup>	LT Ivaiporã - Londrina	120	-	-	32,4	04.03.2035

<sup>1</sup> A RAP terá redução de 50% a partir de julho de 2021.

### Ativos em construção

A Copel GeT está ampliando significativamente a sua participação no segmento de transmissão por meio de investimentos próprios e parcerias em SPEs. Em conjunto, os empreendimentos equivalem a um total de 1.074 km de linhas de transmissão e 4 subestações que irão proporcionar uma RAP atualizada de R\$ 234,9 milhões referentes à participação da Copel GeT nos empreendimentos. A seguir estão descritas as principais obras de transmissão em andamento.

Subsidiária / SPE	Leilão	Assinatura do Contrato	Empreendimento	Local	km	SE	RAP <sup>1</sup> (R\$ milhões)	CAPEX <sup>2</sup> (R\$ milhões)	Entrada em operação estimada	Próxima Revisão	Vencimento da Concessão
Copel GeT	005/15	abr/16	LT Curitiba Leste - Blumenau LT Baixo Iguaçu - Realeza	PR / SC	189	3	117,8	560,9	mar/21 mai/19	2021	06.04.2046
<b>Subtotal Copel GeT</b>					<b>189</b>	<b>3</b>	<b>117,8</b>	<b>560,9</b>			
Mata de Santa Genebra Copel GeT - 50,1% Furnas - 49,9%	007/13	mai/14	LT Araraquara II - Bateias	SP / PR	885	1	117,1	845,2	set/19	2019	13.05.2044
<b>Subtotal SPEs</b>					<b>885</b>	<b>1</b>	<b>117,1</b>	<b>845,2</b>			
<b>Total</b>					<b>1.074</b>	<b>4</b>	<b>234,9</b>	<b>1.406,1</b>			

<sup>1</sup> Atualizado de acordo com a Resolução Homologatória Aneel Nº 2.408 de 26.06.2018. Valor referente à participação da Copel no empreendimento.

<sup>2</sup> Valor referente à participação da Copel no empreendimento (considera capital próprio e capital de terceiros).

### SPE Mata de Santa Genebra

Em 25 de fevereiro de 2019 foram concluídas todas as etapas programadas para o período de operação em testes da subestação Santa Bárbara d'Oeste, pertencente à SPE Mata de Santa Genebra, permitindo o funcionamento em regime de operação comercial dessa subestação.

A SPE Mata de Santa Genebra ainda aguarda a emissão do Termo de Liberação Provisória (TLP) por parte do ONS, sem prejuízo da data já iniciada da operação comercial. O TLP proporcionará à SPE Mata de Santa Genebra o recebimento de uma parcela da Receita Anual Permitida - RAP, relacionada à subestação Santa Bárbara d'Oeste, no montante de R\$ 10,8 milhões. A RAP total prevista para o empreendimento é de R\$ 233,8 milhões, sendo R\$ 117,1 milhões referentes à participação da Copel, e o recebimento total está condicionado a entrada em operação das demais fases do projeto que entrarão de forma escalonada.

## 8.3 Distribuição

### Contrato de concessão

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

O contrato de concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade, sendo que o descumprimento das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer dos limites ao final do período dos primeiros cinco anos acarretará na extinção da concessão. A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade.

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

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade (Limite estabelecido) <sup>1</sup>		Qualidade Realizado	
		DEC <sub>i</sub> <sup>2</sup>	FEC <sub>i</sub> <sup>2</sup>	DEC <sub>i</sub> <sup>2</sup>	FEC <sub>i</sub> <sup>2</sup>
2016		13,61	9,24	10,80	7,14
2017	EBITDA <sup>4</sup> ≥ 0	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	EBITDA <sup>4</sup> (-) QRR <sup>3</sup> ≥ 0	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [EBITDA <sup>4</sup> (-) QRR <sup>3</sup> ]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC <sup>5</sup> )	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [EBITDA <sup>4</sup> (-) QRR <sup>3</sup> ]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC <sup>5</sup> )	9,83	7,24	-	-

<sup>1</sup> Conforme NT 0335/2015 ANEEL

<sup>2</sup> DEC<sub>i</sub> - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FEC<sub>i</sub> - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

<sup>3</sup> QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 (doze) meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira. Em junho/2016 o valor definido foi R\$ 333,8 milhões.

<sup>4</sup> EBITDA ajustado por efeitos de benefício pós-emprego, provisões e PDV.

<sup>5</sup> Selic: limitada a 12,87% a.a.

## Dados Operacionais

No negócio distribuição, a Copel atende mais de 4,6 milhões de consumidores de energia em 1.113 localidades, pertencentes a 394 municípios do Paraná e 1 em Santa Catarina. A Copel Distribuição opera e mantém as instalações nos níveis de tensão 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV e 138 kV.

Tensão	Km de linhas	Quantidade de Subestações	MVA
13,8 kV	106.324	-	-
34,5 kV	85.192	225	1.509
69 kV	751	35	2.393
88 kV <sup>1</sup>	-	-	5
138 kV	6.344	110	7.155
<b>Total</b>	<b>198.612</b>	<b>370</b>	<b>11.062</b>

<sup>1</sup> Não automatizada.

A Copel Dis migrou de sistema de cadastro de redes e o dado antes apurado com tensão de isolamento para 230 kV hoje reflete a tensão de operação, motivo pelo qual as linhas em 230 kV foram zerados

## Redes Compactas

A Copel Distribuição vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de março de 2019, a extensão das redes de distribuição compactas instaladas era de 10.671 km.

## Redes Secundárias Isoladas

A Copel Distribuição também está investindo em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), as quais apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores DEC e FEC, dificultar o roubo de energia, melhorar as condições do meio ambiente, reduzir a área de podas, aumentar a segurança, reduzir a queda de tensão ao longo da rede e aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de março de 2019, a extensão das redes de distribuição secundária isolada instalada era de 18.435 km.

## 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 o tempo total de atendimento é mostrado na tabela a seguir:



Jan-Mar	DEC <sup>1</sup> (horas)	FEC <sup>2</sup> (interrupções)	Tempo Total de Atendimento (horas)
2015	3,96	2,48	02:26
2016	3,22	2,21	02:15
2017	3,21	2,18	02:37
2018	3,01	1,89	03:29
2019	3,16	1,88	04:11

<sup>1</sup> DEC medido em horas e centesimal de horas

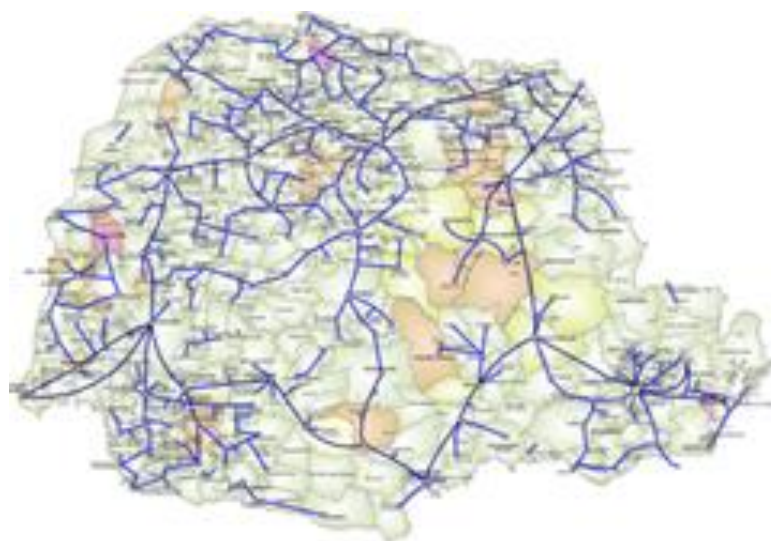
<sup>2</sup> FEC expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções no acumulado do ano

## 8.4 Telecomunicações

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

Em março de 2019, a rede de cabos de *backbone/backhaul* era de 34,2 mil km, transportando dados em ultravelocidade e gerenciando um anel óptico que atende aos 399 municípios do Paraná, com um portfólio de produtos de transporte de dados, voz e datacenter.

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







## 8.5 Participações

### Outros Setores

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

Empreendimento	Sector	Sócios
<b>Dominó Holdings Ltda</b>	Participação em sociedade	COPEL - 49,0% Andrade Gutierrez - 51,0%
<b>Companhia Paranaense de Gás - Compagas</b>	Gás	COPEL - 51,0% Mitsui Gás - 24,5% Gaspetro - 24,5%
<b>Paraná Gás Exploração e Produção S.A.<sup>1</sup></b>	Petróleo e gás natural	COPEL - 30,0% Petra Energia - 30,0% Bayar Participações - 30,0% Tucumann Engenharia - 10,0%
<b>Sercomtel S.A. Telecom</b>	Telecomunicação	COPEL - 45,0% Município de Londrina - 44,4% Banco Itauleasing S.A. - 7,1% Outros - 3,5%
<b>Carbocampel S.A.</b>	Exploração de Carvão	COPEL - 49,0% Carbonífera Cambuí - 51,0%
<b>Copel Amec Ltda Em Liquidação</b>	Serviços	COPEL - 48,0% Amec - 47,5% Lactec - 4,5%
<b>GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A.</b>	Fundo de Invest. Multimercado	UEG - 19,3% Outros - 80,7%

<sup>1</sup> Mais informações no item 8.6

## 8.6 Novos Projetos

### Projetos em Carteira

A Copel possui participação em diversos projetos de geração de energia. Esses empreendimentos, quando em operação comercial, acrescentarão 343,4 MW de capacidade instalada (proporcional à participação nos empreendimentos) ao portfólio da Companhia.

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW) <sup>1</sup>	Energia Assegurada Estimada (MW médio)	Participação da COPEL (%)
<b>PCH</b>	<b>58,0</b>	<b>39,8</b>	
PCH Foz do Curucaca	29,0	20,0	19,0
PCH Salto Alemã	29,0	19,8	19,0
<b>UHE</b>	<b>378,0</b>	<b>205,0</b>	
UHE São Jerônimo	331,0	178,1	41,2
UHE Salto Grande	47,0	26,9	99,9
<b>EOL</b>	<b>149,1</b>	<b>79,6</b>	
EOL Complexo Alto do Oriente	48,3	24,7	100,0
EOL Complexo Jandaíra	100,8	54,9	100,0
<b>Total</b>	<b>585,1</b>	<b>324,4</b>	

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

A Copel, em parceria com outras empresas, também está desenvolvendo estudos no trecho baixo do Rio Chopim que poderão acarretar na viabilização de outros projetos hidrelétricos.

Quanto a geração eólica, há estudos para viabilização de novos parques eólicos no Rio Grande do Norte, região onde a Copel já possui ativos eólicos. O objetivo de curto prazo é cadastrar tais projetos junto à EPE para possibilitar a participação nos próximos leilões a serem organizados pelo Governo Federal. As características técnicas poderão sofrer adequações até a efetiva comercialização de energia dos projetos, pois a engenharia da Copel está realizando estudos de otimização, de forma a que os projetos se tornem mais competitivos.

### Participação em Estudo de Viabilidade

#### Aproveitamentos Hidrelétricos Inventariados no Rio Piquiri

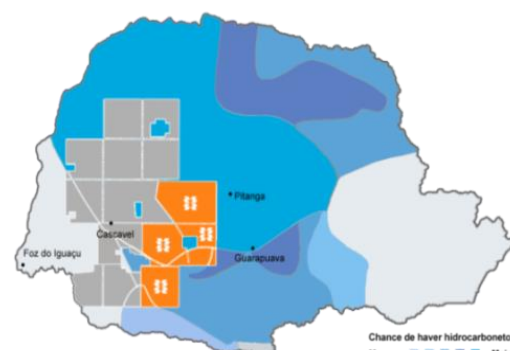
As quatro usinas hidrelétricas que compõem o aproveitamento hidrelétrico do rio Piquiri, no Estado do Paraná, tiveram seus estudos de viabilidade apresentados pela Copel GeT e aceitos pela Aneel em 2012. Os empreendimentos se encontram em processo de licenciamento ambiental junto ao Instituto Ambiental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



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

### Exploração e Produção de Gás (Paraná Gás Exploração e Produção S.A)

Na 12ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), realizada no final de 2013, o consórcio formado pela Copel (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) e Petra Energia (30%), essa última na condição de empresa operadora, conquistou o direito de explorar, pesquisar, desenvolver e produzir gás natural em 4 blocos localizados na região centro-sul do Estado do Paraná, numa área correspondente a 11.327 km². O investimento mínimo na primeira fase da pesquisa seria de cerca de R\$ 78,1 milhões para o prazo de 4 anos concedido pela ANP. A Copel e suas parceiras Bayar, Tucumann e Petra assinaram os contratos de concessão de 2 blocos em maio de 2014. No entanto, estes 2 blocos estão com suas atividades da primeira fase de exploração do consórcio paralisadas devido a uma Ação Civil Pública, que também mantém pendentes as assinaturas dos contratos de concessão dos outros dois blocos. No final de 2016, foi sancionada a Lei Estadual nº 18.947/2016 que suspende por dez anos o licenciamento ambiental de qualquer atividade de perfuração ou exploração de gás de xisto pelo método do fraturamento hidráulico, mais conhecido como “fracking”.



Bônus de Assinatura: R\$ 12,5 milhões

Programa Exploratório: R\$ 78,1 milhões

Em virtude de sentença na Ação Civil Pública acima citada (em primeira instância), proferida em 07 de junho de 2017, declarando a nulidade do procedimento licitatório e dos respectivos contratos firmados referentes às áreas da Bacia do Rio Paraná, e da ausência de perspectivas de cumprimento do objeto da 12ª Rodada de Licitações da ANP, o consórcio deliberou por solicitar à ANP a liberação das obrigações contratuais sem ônus para as licitantes, com a consequente devolução dos bônus de assinatura, reembolso dos custos com garantia incorridos e liberação das garantias apresentadas (solicitação protocolada na ANP em 06 de junho de 2017).

## 9. Outras Informações

### 9.1 Recursos Humanos

O quadro de pessoal da Copel encerrou o primeiro trimestre de 2019 com 7.568 empregados. A tabela a seguir demonstra a evolução do quadro de pessoal da Companhia e suas subsidiárias nos últimos 4 anos:

Quadro de Pessoal	2016	2017	2018	2019
Geração e Transmissão	1.680	1.734	1.660	1.666
Distribuição	6.022	5.746	5.364	5.325
Telecomunicações	660	649	478	466
Holding	69	78	75	76
Comercialização	30	38	34	35
Renováveis	70	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>8.531</b>	<b>8.245</b>	<b>7.611</b>	<b>7.568</b>

Ao final de março de 2019, a Copel Distribuição contava com 4.655.362 consumidores cativos, cuja relação com o seu quadro de empregados é de 874 consumidores por empregado.

A Compagas, a Elejor e a UEG Araucária, empresas consolidadas com a Copel, contavam com 159, 7, e 17 empregados, respectivamente.



## 9.2 Principais Indicadores Físicos

Geração		Capacidade Instalada (MW)
Copel GeT		
Em operação		5.051,5
Hidrelétrica¹	16	4.847,0
Regime de Cotas¹	1	182,0
Termelétrica	1	20,0
Eólica	1	2,5
Em construção		129,0
Hidrelétrica	2	129,0
Parques Eólicos		
Em operação	24	590,5
Em construção	1	27,3
Participações		
Em operação		652,0
Hidrelétrica	6	211,7
Termelétrica	1	387,3
Parques eólicos	4	52,9

Telecomunicações	
Cabos ópticos de <i>backbone/backhaul</i> - (km)	34.200
Cidades atendidas no Paraná	399

Transmissão	
Copel GeT	
Em operação	
Linhas de Transmissão (km)	3.214
Subestações (quantidade)	39
Em construção	
Linhas de Transmissão (km)	189
Subestações (quantidade)	3
Participações	
Em operação	
Linhas de Transmissão (km)	3.401
Subestações (quantidade)	6
Em construção	
Linhas de Transmissão (km)	885
Subestações (quantidade)	1

Distribuição	
Linhas e redes de distribuição (km)	198.612
Subestações	370
Potência instalada em subestações (MVA)	11.062
Municípios atendidos	395
Localidades atendidas	1.113
Consumidores cativos	4.655.362
Consumidores por empregado da Dis	874
DEC (em horas e centesimal de hora)	3,16
FEC (em número de interrupções)	1,88

Administração	
Número total de empregados	7.568
Copel Geração e Transmissão	1.666
Copel Distribuição	5.325
Copel Telecomunicações	466

Copel Comercialização	35
Copel Holding	76

<sup>1</sup> Desde 1º de janeiro de 2017, a UHE Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) tem 30% da sua garantia física comercializada pela Copel GeT e 70% alocada no regime de cotas.



### 9.3 Teleconferência sobre Resultados do 1T19

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

- > Quarta-feira, 15 de maio de 2019, às 9h30 (horário de Brasília)
- > **Telefone** para acesso **+55 (11) 3181-8565**
- > **Código:** COPEL

A teleconferência também será transmitida ao vivo pela internet no endereço eletrônico: [ri.copel.com](http://ri.copel.com)

Solicitamos conectar com 15 minutos de antecedência.

Relações com Investidores – Copel

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

**Telefone: (41) 3331-4011**

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



## Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado

	R\$ mil	
	1T19	1T18
<b>Fluxo de Caixa Consolidado</b>		
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>		
Lucro líquido do exercício	505.962	355.854
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais	792.640	389.002
Depreciação e Amortização	222.772	177.210
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas	199.631	196.104
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	(88.499)	(39.273)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	70.808	(221.945)
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	(25.540)	(20.624)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	(32.096)	(42.010)
Resultado da equivalência patrimonial	(16.385)	(44.792)
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável concessão	(13.624)	(9.568)
Imposto de Renda e Contribuição Social	289.816	245.607
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(24.619)	(64.254)
Perdas estimadas, provisão e reversões operacionais líquidas	102.537	116.041
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.898	24.297
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	32.868	34.356
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	32.144	29.507
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	18	2
Baixas dos ativos de contrato	619	-
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	(15.557)	-
Resultado das baixas de imobilizado	24.138	3.114
Resultado das baixas de intangíveis	8.711	5.230
<b>Redução (aumento) dos ativos</b>	<b>263.718</b>	<b>584.971</b>
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>	<b>(185.337)</b>	<b>(386.055)</b>
Imposto de renda e contribuição social pagos	(393.546)	(197.892)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(54.264)	(86.257)
Encargos de debêntures pagos	(124.091)	(18.201)
Encargos de passivos de arrendamento pagos	(1.991)	-
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>803.091</b>	<b>641.422</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de investimento</b>		
Aplicações financeiras	(31.923)	18.920
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas	-	117.239
Aquisições de ativos de contrato	(226.614)	(132.683)
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato	22.866	25.834
Aportes em investimentos	(47.080)	-
Redução de capital em investidas	34.300	35.280
Aquisições de imobilizado	(113.235)	(503.267)
Aquisições de intangível	(1.579)	(788)
<b>Caixa líquido gerado (utilizado) nas atividades de investimento</b>	<b>(363.265)</b>	<b>(439.465)</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de financiamento</b>		
Ingressos de empréstimos e financiamentos	16.103	-
Ingressos de debêntures emitidas	-	600.000
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(327.933)	(121.356)
Amortizações de principal de debêntures	(6.422)	(21.247)
Amortizações de principal de passivos de arrendamento	(6.952)	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(9.061)	(1.966)
<b>Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento</b>	<b>(334.265)</b>	<b>455.431</b>
<b>Total dos efeitos no caixa e equivalentes a caixa</b>	<b>105.561</b>	<b>657.388</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes a caixa	1.948.409	1.040.075
Saldo final de caixa e equivalentes a caixa	2.053.970	1.697.463
<b>Variação no caixa e equivalentes a caixa</b>	<b>105.561</b>	<b>657.388</b>

## Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais

### Demonstração do Resultado – Copel Geração e Transmissão

	R\$ mil			
Demonstração do Resultado	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>918.024</b>	<b>847.880</b>	<b>873.266</b>	<b>5,1</b>
Fornecimento de energia elétrica	166.066	164.745	150.067	10,7
Suprimento de energia elétrica	527.123	455.205	528.587	(0,3)
Disponibilidade da rede elétrica (TUST)	142.807	102.377	140.266	1,8
Receita de construção	64.323	111.974	43.212	48,9
Outras receitas operacionais	17.706	13.579	11.134	59,0
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(397.261)</b>	<b>(417.725)</b>	<b>(452.195)</b>	<b>(12,1)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(9.342)	(21.906)	(6.642)	40,7
Encargos de uso da rede elétrica	(93.800)	(109.086)	(78.417)	19,6
Pessoal e administradores	(71.495)	(92.755)	(101.768)	(29,7)
Planos previdenciário e assistencial	(15.337)	(16.071)	(15.122)	1,4
Material	(3.040)	(4.265)	(3.256)	(6,6)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-	-	(8.215)	-
Serviços de terceiros	(23.479)	(29.581)	(26.904)	(12,7)
Depreciação e amortização	(76.623)	(66.655)	(66.218)	15,7
Provisões e reversões	(5.710)	30.972	(38.516)	(85,2)
Custo de construção	(40.733)	(65.562)	(54.585)	(25,4)
Outros custos e despesas operacionais	(57.702)	(42.816)	(52.552)	9,8
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>3.773</b>	<b>15.356</b>	<b>4.069</b>	<b>(7,3)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>524.536</b>	<b>445.511</b>	<b>425.139</b>	<b>23,4</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(86.568)</b>	<b>(92.542)</b>	<b>(94.625)</b>	<b>(8,5)</b>
Receitas financeiras	30.755	20.696	8.426	265,0
Despesas financeiras	(117.322)	(113.238)	(103.051)	13,8
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>437.969</b>	<b>352.969</b>	<b>330.514</b>	<b>32,5</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(145.891)</b>	<b>(103.600)</b>	<b>(109.468)</b>	<b>33,3</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(136.249)	(47.320)	(150.929)	(9,7)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(9.642)	(56.280)	41.461	-
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>292.077</b>	<b>249.369</b>	<b>221.046</b>	<b>32,1</b>
<b>LAJIDA</b>	<b>601.159</b>	<b>512.166</b>	<b>491.358</b>	<b>22,3</b>





## Demonstração do Resultado – Copel Distribuição

	R\$ mil			
Demonstração do Resultado	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.556.600</b>	<b>2.345.365</b>	<b>2.207.700</b>	<b>15,8</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.349.302	1.232.546	1.080.350	24,9
Suprimento de energia elétrica	49.607	76.685	24.612	101,6
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	948.900	812.443	705.062	34,6
Receita de construção	222.351	216.584	152.796	45,5
Valor justo do ativo indenizável da concessão	7.933	15.514	5.084	56,0
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(67.507)	(54.983)	203.469	-
Outras receitas operacionais	46.014	46.576	36.327	26,7
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(2.310.296)</b>	<b>(2.247.246)</b>	<b>(2.149.494)</b>	<b>7,5</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(1.329.531)	(1.206.814)	(1.128.190)	17,8
Encargos de uso da rede elétrica	(238.536)	(266.904)	(300.529)	(20,6)
Pessoal e administradores	(177.227)	(247.668)	(234.485)	(24,4)
Planos previdenciário e assistencial	(39.111)	(41.622)	(40.104)	(2,5)
Material	(13.299)	(15.305)	(14.754)	(9,9)
Serviços de terceiros	(88.405)	(83.123)	(89.316)	(1,0)
Depreciação e amortização	(83.482)	(77.776)	(73.125)	14,2
Provisões e reversões	(84.340)	(61.903)	(80.111)	5,3
Custo de construção	(222.351)	(216.584)	(152.796)	45,5
Outros custos e despesas operacionais	(34.015)	(29.547)	(36.084)	(5,7)
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>246.303</b>	<b>98.119</b>	<b>58.206</b>	<b>323,2</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>21.992</b>	<b>43.162</b>	<b>8.627</b>	<b>154,9</b>
Receitas financeiras	94.155	104.847	73.899	27,4
Despesas financeiras	(72.163)	(61.685)	(65.272)	10,6
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>268.296</b>	<b>141.281</b>	<b>66.833</b>	<b>301,4</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(93.213)</b>	<b>(14.541)</b>	<b>(24.988)</b>	<b>273,0</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(119.814)	36.137	(41.620)	187,9
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	26.600	(50.678)	16.632	59,9
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>175.082</b>	<b>126.740</b>	<b>41.845</b>	<b>318,4</b>
<b>LAJIDA</b>	<b>329.785</b>	<b>175.895</b>	<b>131.331</b>	<b>151,1</b>



## Demonstração do Resultado – Copel Telecomunicações

	R\$ mil			
Demonstração do Resultado	1T19 (1)	4T18 (2)	1T18 (3)	Var.% (1/3)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>115.352</b>	<b>105.948</b>	<b>104.510</b>	<b>10,4</b>
Receita de Telecomunicações	113.757	104.286	94.675	20,2
Outras receitas operacionais	1.596	1.662	9.835	(83,8)
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(101.550)</b>	<b>(129.345)</b>	<b>(89.413)</b>	<b>13,6</b>
Pessoal e administradores	(16.643)	(22.248)	(29.199)	(43,0)
Planos previdenciário e assistencial	(2.897)	(3.242)	(3.831)	(24,4)
Material	(714)	(535)	(428)	66,8
Serviços de terceiros	(24.470)	(24.880)	(19.352)	26,4
Depreciação e amortização	(22.106)	(19.227)	(11.614)	90,3
Provisões e reversões	(3.233)	(10.674)	(13.839)	(76,6)
Outros custos e despesas operacionais	(31.487)	(48.539)	(11.150)	182,4
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>13.802</b>	<b>(23.397)</b>	<b>15.097</b>	<b>(8,6)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(8.565)</b>	<b>(4.633)</b>	<b>(5.305)</b>	<b>61,5</b>
Receitas financeiras	2.961	4.224	5.506	(46,2)
Despesas financeiras	(11.526)	(8.857)	(10.811)	6,6
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>5.237</b>	<b>(28.030)</b>	<b>9.792</b>	<b>(46,5)</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(1.733)</b>	<b>15.258</b>	<b>(3.005)</b>	<b>(42,3)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(9.310)	5.170	(10.386)	(10,4)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	7.577	10.088	7.381	2,7
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>3.504</b>	<b>(12.772)</b>	<b>6.787</b>	<b>(48,4)</b>
<b>LAJIDA</b>	<b>35.908</b>	<b>(4.170)</b>	<b>26.711</b>	<b>34,4</b>

## Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa

### Balço Patrimonial por Empresa

	R\$ mil											
Ativo - Mar/19	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclasseif.	Consolidado
<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.625.997</b>	<b>4.095.466</b>	<b>88.265</b>	<b>203.896</b>	<b>57.700</b>	<b>15.995</b>	<b>214.601</b>	<b>478.744</b>	<b>24.757</b>	<b>1.075.152</b>	<b>(1.080.120)</b>	<b>6.800.453</b>
Caixa e equivalentes de caixa	508.897	799.763	6.999	94.835	25.805	3.713	6.324	330.695	10.845	262.289	3.805	2.053.970
Títulos e valores mobiliários	-	-	-	-	-	-	12.715	-	-	81.194	-	93.909
Cauções e depósitos vinculados	-	61.284	-	79	-	-	-	-	-	-	-	61.363
Clientes	366.585	2.251.110	59.513	97.804	25.674	-	150.516	86.382	2.674	-	(134.342)	2.905.916
Dividendos a receber	114.088	-	-	-	-	-	-	15.128	-	505.331	(571.521)	63.026
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195.169	-	195.169
Ativos financeiros setoriais	-	477.546	-	-	-	-	-	-	-	-	-	477.546
Contas a receber vinculadas à concessão	54.596	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54.596
Outros créditos	95.827	234.987	116	1.760	5.023	133	19.701	6.021	1	1.532	(818)	364.283
Estoques	27.006	77.520	8.024	501	7	-	-	-	-	-	-	113.058
Imposto de Renda e Contribuição Social	22.063	47.743	4.270	8.811	-	5.709	10.997	6.314	34	4.712	1	110.654
Outros tributos a recuperar	34.082	115.619	9.298	-	-	6.440	14.321	416	-	321	-	180.497
Despesas Antecipadas	10.610	23.639	45	106	1.191	-	14	2.355	17	-	-	37.977
Partes relacionadas	315.134	6.255	-	-	-	-	13	31.433	-	24.604	(377.245)	194
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>15.273.714</b>	<b>8.423.722</b>	<b>1.194.290</b>	<b>475.921</b>	<b>564.567</b>	<b>398.581</b>	<b>78.717</b>	<b>4.652.997</b>	<b>256.887</b>	<b>18.455.251</b>	<b>(20.311.811)</b>	<b>29.462.836</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>4.297.704</b>	<b>2.909.780</b>	<b>88.296</b>	<b>475.006</b>	<b>23.265</b>	<b>88.880</b>	<b>77.277</b>	<b>175.378</b>	<b>256.819</b>	<b>1.874.544</b>	<b>(166.421)</b>	<b>10.100.528</b>
Títulos e valores mobiliários	95.018	1.452	-	7.646	-	-	-	110.688	3.962	-	-	218.766
Outros investimentos temporários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.357	-	21.357
Cauções e depósitos vinculados	-	90.093	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90.093
Clientes	103.173	63.055	15.621	-	-	-	-	-	-	-	-	181.849
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.236.979	-	1.236.979
Depósitos judiciais	67.345	292.055	15.561	89	115	13.285	6.322	338	-	120.354	-	515.464
Ativos financeiros setoriais	-	133.027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133.027
Contas a receber vinculadas à concessão	1.399.261	777.188	-	331.113	-	-	-	-	-	-	-	2.507.562
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	2.519.091	703.641	-	26.929	-	-	-	-	252.857	-	4.438	3.506.956
Outros créditos	34.872	44.811	104	109.141	-	20.019	31.007	-	-	7.444	-	247.398
Imposto de Renda e Contribuição Social	651	17.733	-	-	-	-	-	-	-	144.102	-	162.486
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	-	731.731	43.756	-	23.150	55.576	39.948	-	-	151.107	-	1.045.268
Outros tributos a recuperar	76.703	54.994	13.254	-	-	-	-	92	-	86.494	-	231.537
Despesas antecipadas	1.590	-	-	88	-	-	-	108	-	-	-	1.786
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	64.152	-	106.707	(170.859)	-
<b>Investimentos</b>	<b>4.618.706</b>	<b>2.009</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7.053</b>	<b>1.247</b>	<b>1.699.561</b>	<b>-</b>	<b>16.578.074</b>	<b>(20.510.442)</b>	<b>2.396.208</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>6.245.282</b>	<b>-</b>	<b>1.081.419</b>	<b>-</b>	<b>379.411</b>	<b>301.354</b>	<b>48</b>	<b>2.776.205</b>	<b>31</b>	<b>983</b>	<b>1.042</b>	<b>10.785.775</b>
<b>Intangível</b>	<b>84.585</b>	<b>5.454.375</b>	<b>15.242</b>	<b>915</b>	<b>161.335</b>	<b>75</b>	<b>145</b>	<b>552</b>	<b>37</b>	<b>1.285</b>	<b>364.010</b>	<b>6.082.556</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	<b>27.437</b>	<b>57.558</b>	<b>9.333</b>	<b>-</b>	<b>556</b>	<b>1.219</b>	<b>-</b>	<b>1.301</b>	<b>-</b>	<b>365</b>	<b>-</b>	<b>97.769</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.899.711</b>	<b>12.519.188</b>	<b>1.282.555</b>	<b>679.817</b>	<b>622.267</b>	<b>414.576</b>	<b>293.318</b>	<b>5.131.741</b>	<b>281.644</b>	<b>19.530.403</b>	<b>(21.391.931)</b>	<b>36.263.289</b>

# Earnings Release 1T19

R\$ mil													
Ativo -Dez/18	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado	
CIRCULANTE	1.487.257	3.971.915	88.239	204.725	80.990	33.573	181.077	459.662	22.918	1.170.320	-	1.022.830	6.677.846
Caixa e equivalentes de caixa	473.498	634.393	19.208	90.155	42.886	21.516	12.399	330.528	8.823	315.003	-	-	1.948.409
Títulos e valores mobiliários	-	-	-	-	-	-	1.302	-	-	123.560	-	-	124.862
Cauções e depósitos vinculados	-	-	-	73	-	-	-	1	-	129	-	-	203
Clientes	310.059	2.364.147	37.090	97.513	30.209	491	131.871	73.685	3.136	-	(104.110)	-	2.944.091
Dividendos a receber	127.323	-	-	-	-	-	-	15.128	-	519.100	(584.879)	-	76.672
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190.876	-	-	190.876
Ativos financeiros setoriais	-	421.184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	421.184
Contas a receber vinculadas à concessão	53.177	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.177
Outros créditos	74.845	253.023	6.713	1.130	4.765	244	11.015	5.972	2	7.027	(1.486)	-	363.250
Estoques	27.175	79.325	7.801	1.977	7	-	-	-	-	-	-	-	116.285
Imposto de Renda e Contribuição Social	17.165	85.701	8.013	13.543	-	5.985	9.875	5.722	23	6.130	-	-	152.157
Outros tributos a recuperar	27.405	103.302	9.313	149	-	5.337	14.610	405	-	321	-	-	160.842
Despesas Antecipadas	11.939	24.151	101	185	3.123	-	2	1.234	44	40	-	-	40.819
Partes relacionadas	290.542	6.689	-	-	-	-	3	26.987	-	8.134	(332.355)	-	-
NÃO CIRCULANTE	15.153.496	8.359.688	1.176.509	470.561	571.185	402.564	46.210	4.665.526	253.088	17.972.486	(19.819.059)	-	29.252.254
Realizável a Longo Prazo	4.173.405	2.968.282	88.798	466.942	23.590	88.096	43.564	173.707	253.019	1.899.330	(164.473)	-	10.014.260
Títulos e valores mobiliários	97.819	1.034	-	7.539	-	-	-	109.136	3.906	-	-	-	219.434
Outros investimentos temporários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.511	-	-	19.511
Cauções e depósitos vinculados	-	89.555	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.555
Clientes	71.191	68.718	23.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	162.915
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.254.166	-	-	1.254.166
Depósitos judiciais	67.332	300.303	14.995	89	115	13.106	187	323	-	131.840	-	-	528.290
Ativos financeiros setoriais	-	257.635	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	257.635
Contas a receber vinculadas à concessão	1.392.232	783.023	-	322.259	-	-	-	-	-	-	-	-	2.497.514
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	2.428.442	640.500	-	25.718	-	-	-	-	249.113	-	4.438	-	3.348.211
Outros créditos	36.150	50.510	104	111.227	-	19.414	4.045	-	-	7.444	-	-	228.894
Imposto de Renda e Contribuição Social	647	17.597	-	-	-	-	-	-	-	148.140	-	-	166.384
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	-	705.131	36.179	-	23.475	55.576	39.332	-	-	147.368	-	-	1.007.061
Outros tributos a recuperar	76.412	54.276	14.514	-	-	-	-	88	-	86.110	-	-	231.400
Despesas antecipadas	3.180	-	-	110	-	-	-	-	-	-	-	-	3.290
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	64.160	-	104.751	(168.911)	-	-
Investimentos	4.599.283	1.343	-	-	-	7.053	2.442	1.709.573	-	16.070.567	(20.022.027)	-	2.368.234
Imobilizado	6.295.114	-	1.071.489	-	383.994	307.323	51	2.781.664	32	996	-	-	10.840.663
Intangível	85.694	5.390.063	16.222	3.619	163.601	92	153	582	37	1.593	367.441	-	6.029.097
TOTAL	16.640.753	12.331.603	1.264.748	675.286	652.175	436.137	227.287	5.125.188	276.006	19.142.806	(20.841.889)	-	35.930.100

# Earnings Release 1T19

R\$ mil

Passivo - Mar/19	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
<b>CIRCULANTE</b>	<b>2.578.666</b>	<b>2.384.599</b>	<b>127.830</b>	<b>130.676</b>	<b>84.468</b>	<b>36.958</b>	<b>177.975</b>	<b>617.811</b>	<b>15.399</b>	<b>1.816.986</b>	<b>(1.084.840)</b>	<b>6.886.528</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	68.371	183.786	18.422	9.700	346	323	1.932	73	35	5.896	23	288.907
Partes relacionadas	5.876	8.589	-	-	-	-	237	360.766	93	1.042	(376.603)	-
Fornecedores	185.374	1.068.243	49.549	80.303	4.053	5.230	155.894	113.409	525	1.665	(134.301)	1.529.944
Imposto de renda e contribuição social	82.068	-	742	2.977	4.989	-	-	3.243	200	-	-	94.219
Outras obrigações fiscais	90.095	273.329	7.178	7.722	1.996	341	786	6.273	110	150	-	387.980
Empréstimos e financiamentos	697.974	73.393	5.800	-	-	-	-	60.080	8.444	208.459	(2.438)	1.051.712
Debêntures	949.371	274.125	9.072	5.929	-	-	-	20.821	-	1.245.186	-	2.504.504
Dividendos a pagar	368.950	89.486	29.260	19.600	-	30.718	-	44.109	5.145	354.202	(571.521)	369.949
Benefícios pós-emprego	15.532	43.271	2.255	-	-	-	31	31	-	123	-	61.243
Encargos setoriais a recolher	7.077	49.362	-	-	-	-	-	-	172	-	-	56.611
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	66.211	187.827	-	-	7.680	-	-	-	579	-	-	262.297
Contas a pagar vinculadas à concessão	5.529	-	-	-	64.169	-	-	-	-	-	-	69.698
Passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo de arrendamentos	9.769	15.264	3.481	-	153	340	-	174	-	145	-	29.326
Outras contas a pagar	26.469	117.924	2.071	4.445	1.082	6	19.095	8.832	96	118	-	180.138
Provisões para litígios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>5.117.004</b>	<b>4.050.752</b>	<b>492.248</b>	<b>98.330</b>	<b>481.301</b>	<b>27.230</b>	<b>19.993</b>	<b>1.162.008</b>	<b>69.749</b>	<b>1.182.501</b>	<b>(163.196)</b>	<b>12.537.920</b>
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	2.955	-	64.657	-	-	(67.612)	-
Fornecedores	9.934	-	-	12.018	-	-	-	27.479	-	-	-	49.431
Imposto de renda e contribuição social diferidos	132.372	-	-	21.469	-	-	-	11.316	8.038	-	(2.187)	171.008
Outras obrigações fiscais	163.273	612.895	8.507	-	-	4.230	211	338	-	2.672	-	792.126
Empréstimos e financiamentos	1.223.054	168.482	3.330	-	-	-	-	786.154	54.036	578.705	(104.269)	2.709.492
Debêntures	2.593.688	1.479.729	415.439	10.279	-	-	-	244.465	-	298.202	-	5.041.802
Benefícios pós-emprego	254.060	615.264	33.448	6.358	-	468	2.164	387	-	4.950	-	917.099
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	58.327	274.358	-	-	-	18.666	-	-	-	-	-	351.351
Contas a pagar vinculadas à concessão	42.717	-	-	-	480.893	-	-	-	-	-	-	523.610
Passivos financeiros setoriais	-	97.991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97.991
Passivo de arrendamentos	17.954	42.881	5.948	-	408	911	-	1.127	-	224	-	69.453
Outras contas a pagar	25.190	3.876	-	48.022	-	-	17.485	26.034	-	1.795	-	122.402
Provisões para litígios	596.435	755.276	25.576	184	-	-	133	51	7.675	295.953	10.872	1.692.155
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>9.204.041</b>	<b>6.083.837</b>	<b>662.477</b>	<b>450.811</b>	<b>56.498</b>	<b>350.388</b>	<b>95.350</b>	<b>3.351.922</b>	<b>196.496</b>	<b>16.530.916</b>	<b>(20.143.895)</b>	<b>16.838.841</b>
<b>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</b>	<b>9.204.041</b>	<b>6.083.837</b>	<b>662.477</b>	<b>450.811</b>	<b>56.498</b>	<b>350.388</b>	<b>95.350</b>	<b>3.351.922</b>	<b>196.496</b>	<b>16.530.916</b>	<b>(20.451.820)</b>	<b>16.530.916</b>
Capital social	5.528.226	5.235.943	316.098	220.966	35.503	707.440	45.459	4.055.281	119.941	7.910.000	(16.264.857)	7.910.000
Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital	237.000	105.500	167.225	-	-	-	2.305	-	-	-	(512.030)	-
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	779.958	(20.388)	7.268	(470)	256	313	(973)	1.783	-	769.126	(767.747)	769.126
Reserva Legal	509.888	136.071	21.537	30.044	7.100	-	2.508	8.437	5.384	914.751	(720.969)	914.751
Reserva de retenção de lucros	1.840.408	451.629	146.845	184.077	-	-	36.474	81.624	63.842	6.422.564	(2.804.899)	6.422.564
Lucros acumulados/ prejuízos acumulados	308.561	175.082	3.504	16.194	13.639	(357.365)	9.577	(810.957)	7.329	514.475	634.436	514.475
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>307.925</b>	<b>307.925</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.899.711</b>	<b>12.519.188</b>	<b>1.282.555</b>	<b>679.817</b>	<b>622.267</b>	<b>414.576</b>	<b>293.318</b>	<b>5.131.741</b>	<b>281.644</b>	<b>19.530.403</b>	<b>(21.391.931)</b>	<b>36.263.289</b>

\* Valores sujeitos a arredondamentos.

# Earnings Release 1T19

R\$ mil

Passivo - Dez/18	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
<b>CIRCULANTE</b>	<b>2.640.071</b>	<b>2.459.317</b>	<b>143.667</b>	<b>133.769</b>	<b>124.880</b>	<b>42.185</b>	<b>137.337</b>	<b>586.450</b>	<b>15.481</b>	<b>1.435.888</b>	<b>(1.023.931)</b>	<b>6.695.114</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	70.223	176.447	18.640	9.313	335	389	1.926	119	40	6.747	-	284.179
Partes Relacionadas	7.414	12.496	-	-	-	-	307	311.246	113	755	(332.331)	-
Fornecedores	192.045	897.578	66.492	84.684	4.001	10.568	126.408	139.871	481	2.731	(105.616)	1.419.243
Imposto de Renda e Contribuição Social	158.907	-	-	-	27.990	-	-	10.794	258	-	-	197.949
Outras obrigações fiscais	90.555	330.026	10.906	11.122	2.210	482	457	5.413	110	152	-	451.433
Empréstimos e financiamentos	682.706	241.186	5.799	-	-	-	-	46.628	8.432	129.401	(1.105)	1.113.047
Debêntures	929.543	278.545	8.612	5.919	-	-	-	20.585	-	941.677	-	2.184.881
Dividendos a pagar	368.950	89.486	29.260	19.600	19.083	30.718	-	44.109	5.145	354.203	(584.879)	375.675
Benefícios pós-emprego	14.847	41.372	2.136	-	-	-	5	31	-	87	-	58.478
Encargos do consumidor a recolher	9.544	70.078	-	-	-	-	-	-	250	-	-	79.872
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	66.221	196.250	-	-	7.412	2	-	-	544	-	-	270.429
Contas a pagar vinculadas à concessão	5.045	-	-	-	62.813	-	-	-	-	-	-	67.858
Passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras contas a pagar	44.071	125.853	1.822	3.131	1.036	26	8.234	7.654	108	135	-	192.070
Provisões para litígios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>5.088.718</b>	<b>3.963.531</b>	<b>482.208</b>	<b>106.900</b>	<b>473.318</b>	<b>23.290</b>	<b>6.482</b>	<b>1.168.141</b>	<b>71.358</b>	<b>1.673.993</b>	<b>(159.167)</b>	<b>12.898.772</b>
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	64.161	-	-	(64.161)	-
Fornecedores	9.934	-	-	14.908	-	-	-	25.114	-	-	-	49.956
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	122.730	-	-	18.795	-	-	-	10.203	7.879	-	(2.187)	157.420
Obrigações Fiscais	165.474	615.611	8.357	-	-	4.174	191	323	-	2.602	-	796.732
Empréstimos e financiamentos	1.230.709	178.408	4.773	-	-	-	-	794.174	55.858	773.984	(103.646)	2.934.260
Debêntures	2.588.550	1.478.562	410.302	11.732	-	-	-	247.701	-	596.403	-	5.333.250
Benefícios pós-emprego	252.111	611.010	33.173	6.159	-	450	2.129	386	-	4.867	-	910.285
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	54.242	249.398	-	-	-	18.666	-	-	-	-	-	322.306
Contas a pagar vinculadas à concessão	42.987	-	-	-	473.318	-	-	-	-	-	-	516.305
Passivos financeiros setoriais	-	96.531	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96.531
Outras contas a pagar	24.379	3.569	-	55.049	-	-	4.015	26.030	-	3.957	(45)	116.954
Provisões para litígios	597.602	730.442	25.603	257	-	-	147	49	7.621	292.180	10.872	1.664.773
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.911.964</b>	<b>5.908.755</b>	<b>638.873</b>	<b>434.617</b>	<b>53.977</b>	<b>370.662</b>	<b>83.468</b>	<b>3.370.597</b>	<b>189.167</b>	<b>16.032.925</b>	<b>(19.658.791)</b>	<b>16.336.214</b>
<b>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</b>	<b>8.911.964</b>	<b>5.908.755</b>	<b>638.873</b>	<b>434.617</b>	<b>53.977</b>	<b>370.662</b>	<b>83.468</b>	<b>3.370.597</b>	<b>189.167</b>	<b>16.032.925</b>	<b>(19.962.080)</b>	<b>16.032.925</b>
Capital social	5.528.226	5.235.943	316.098	220.966	35.503	707.440	45.459	2.756.940	119.941	7.910.000	(14.966.516)	7.910.000
Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital	237.000	105.500	147.125	-	-	-	-	1.298.342	-	-	(1.787.967)	-
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	796.442	(20.388)	7.268	(470)	256	313	(973)	1.783	-	785.610	(784.231)	785.610
Reserva Legal	509.888	136.071	21.537	30.044	7.100	-	2.508	8.437	5.384	914.751	(720.969)	914.751
Reserva de retenção de lucros	1.840.408	451.629	147.711	184.077	-	-	36.474	81.624	63.842	6.422.564	(2.805.765)	6.422.564
Lucros acumulados/ prejuízos acumulados	-	-	-	-	-	(337.091)	-	(792.283)	-	-	1.129.374	-
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>303.289</b>	<b>303.289</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.640.753</b>	<b>12.331.603</b>	<b>1.264.748</b>	<b>675.286</b>	<b>652.175</b>	<b>436.137</b>	<b>227.287</b>	<b>5.125.188</b>	<b>276.006</b>	<b>19.142.806</b>	<b>(20.841.889)</b>	<b>35.930.100</b>

\* Valores sujeitos a arredondamentos.

## Demonstração do resultado por empresa

R\$ mil													
Demonstração do Resultado 1T19	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão											
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	704.664	213.360	2.556.600	115.353	174.081	71.084	-	356.826	78.277	10.673	-	(384.912)	3.896.006
Fornecimento de energia elétrica	166.066	-	1.349.302	-	-	-	-	116.664	-	-	-	(1.007)	1.631.025
Suprimento de energia elétrica	527.123	-	49.607	-	-	71.084	-	239.930	78.277	-	-	(305.862)	660.159
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	142.807	948.900	-	-	-	-	-	-	10.673	-	(54.053)	1.048.327
Receita de construção	-	64.323	222.351	-	2.977	-	-	-	-	-	-	-	289.651
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	7.933	-	5.691	-	-	-	-	-	-	-	13.624
Telecomunicações	-	-	-	113.757	-	-	-	-	-	-	-	(10.410)	103.347
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	165.412	-	-	-	-	-	-	-	165.412
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	(67.507)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(67.507)
Outras receitas operacionais	11.475	6.230	46.014	1.596	1	-	-	232	-	-	-	(13.580)	51.968
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(289.082)	(108.180)	(2.310.296)	(101.551)	(151.637)	(25.314)	(20.588)	(352.423)	(55.732)	(1.968)	(11.091)	384.843	(3.043.019)
Energia elétrica comprada para revenda	(9.342)	-	(1.329.531)	-	-	(9.251)	-	(360.361)	(6.701)	-	-	305.460	(1.409.726)
Encargos de uso da rede elétrica	(93.800)	-	(238.536)	-	-	(3.340)	(6.318)	-	(6.121)	-	-	52.874	(295.241)
Pessoal e administradores	(42.826)	(28.669)	(177.227)	(16.643)	(8.670)	(928)	(696)	(2.702)	(1.997)	(337)	(3.866)	(24)	(284.585)
Planos previdenciário e assistencial	(9.157)	(6.180)	(39.111)	(2.897)	(980)	(39)	(83)	(339)	(148)	(7)	(568)	-	(59.509)
Material	(1.980)	(1.060)	(13.299)	(714)	(458)	(71)	(9)	(5)	(1)	(1)	(62)	-	(17.660)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-	-	-	-	-	-	(768)	-	-	-	-	-	(768)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(134.129)	-	-	-	-	-	-	-	(134.129)
Serviços de terceiros	(16.456)	(7.023)	(88.405)	(24.470)	(2.378)	(2.954)	(6.251)	(374)	(7.522)	(1.287)	(2.833)	20.755	(139.198)
Depreciação e amortização	(73.462)	(3.161)	(83.482)	(22.106)	(2.613)	(6.926)	(6.056)	(11)	(24.298)	(2)	(655)	-	(222.772)
Provisões e reversões	9.258	(14.968)	(84.340)	(3.233)	(368)	-	-	14	(6.230)	(180)	(2.445)	(45)	(102.537)
Custos de construção	-	(40.733)	(222.351)	-	(2.977)	-	-	-	-	(36)	-	-	(266.097)
Outros custos e despesas operacionais	(51.317)	(6.386)	(34.014)	(31.488)	936	(1.805)	(407)	11.355	(2.714)	(118)	(662)	5.823	(110.797)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(16.895)	20.668	-	-	-	-	-	(14)	(10.012)	-	493.011	(470.373)	16.385
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	398.687	125.848	246.304	13.802	22.444	45.770	(20.588)	4.389	12.533	8.705	481.920	(470.442)	869.372
RESULTADO FINANCEIRO	(56.569)	(29.998)	21.992	(8.565)	(1.616)	(25.114)	314	10.089	(26.467)	(967)	18.683	5	(98.213)
Receitas financeiras	25.153	5.602	94.155	2.961	3.441	562	393	10.121	6.854	277	62.585	(5.460)	206.644
Despesas financeiras	(81.722)	(35.600)	(72.163)	(11.526)	(5.057)	(25.676)	(79)	(32)	(33.321)	(1.244)	(43.902)	5.465	(304.857)
LUCRO OPERACIONAL	342.118	95.850	268.296	5.237	20.828	20.656	(20.274)	14.478	(13.934)	7.738	500.603	(470.437)	771.159
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(120.627)	(25.264)	(93.214)	(1.733)	(4.634)	(7.017)	-	(4.901)	(4.786)	(409)	(2.612)	-	(265.197)
LUCRO LÍQUIDO	221.491	70.586	175.082	3.504	16.194	13.639	(20.274)	9.577	(18.720)	7.329	497.991	(470.437)	505.962
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	221.491	70.586	175.082	3.504	8.259	9.547	(16.219)	9.577	-	7.329	497.991	(470.437)	497.991
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	7.935	4.092	(4.055)	-	-	-	-	-	7.971
LAJIDA	472.149	129.009	329.786	35.908	25.057	52.696	(14.532)	4.400	36.831	8.707	482.575	(470.442)	1.092.144



# Earnings Release 1T19

												R\$ mil
Demonstração do Resultado 1T18	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Outras¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão										
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>687.157</b>	<b>186.109</b>	<b>2.207.700</b>	<b>104.510</b>	<b>120.245</b>	<b>69.235</b>	<b>165</b>	<b>242.064</b>	<b>40.686</b>	<b>-</b>	<b>(309.190)</b>	<b>3.348.681</b>
Fornecimento de energia elétrica	150.067	-	1.080.350	-	-	-	-	89.269	-	-	(828)	1.318.858
Suprimento de energia elétrica	528.587	-	24.612	-	-	69.235	-	152.591	40.686	-	(198.143)	617.568
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	140.266	705.062	-	-	-	-	-	-	-	(79.919)	765.409
Receita de construção	-	43.212	152.796	-	2.590	-	-	-	-	-	-	198.598
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	5.084	-	4.484	-	-	-	-	-	-	9.568
Telecomunicações	-	-	-	94.675	-	-	-	-	-	-	(8.111)	86.564
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	113.171	-	-	-	-	-	-	113.171
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	203.469	-	-	-	-	-	-	-	-	203.469
Outras receitas operacionais	8.503	2.631	36.327	9.835	-	-	165	204	-	-	(22.189)	35.476
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(315.284)</b>	<b>(136.911)</b>	<b>(2.149.494)</b>	<b>(89.413)</b>	<b>(100.468)</b>	<b>(22.430)</b>	<b>(21.415)</b>	<b>(252.229)</b>	<b>(28.402)</b>	<b>20.257</b>	<b>309.190</b>	<b>(2.786.599)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(6.642)	-	(1.128.190)	-	-	(6.722)	-	(247.017)	(80)	-	198.215	(1.190.436)
Encargos de uso da rede elétrica	(78.417)	-	(300.529)	-	-	(3.092)	(6.198)	-	(5.185)	-	78.949	(314.472)
Pessoal e administradores	(61.389)	(40.379)	(234.485)	(29.199)	(8.855)	(886)	(695)	(4.040)	(2.207)	(8.175)	-	(390.310)
Planos previdenciário e assistencial	(9.193)	(5.929)	(40.104)	(3.831)	(786)	(42)	(109)	(340)	(100)	(569)	-	(61.003)
Material	(2.222)	(1.034)	(14.754)	(428)	(267)	(51)	(60)	(14)	(62)	(119)	-	(19.011)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(8.215)	-	-	-	-	-	(478)	-	-	-	-	(8.693)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(77.421)	-	-	-	-	-	-	(77.421)
Serviços de terceiros	(20.351)	(6.553)	(89.316)	(19.352)	(4.868)	(2.751)	(7.126)	(376)	(6.468)	(3.654)	27.612	(133.203)
Depreciação e amortização	(64.431)	(1.787)	(73.125)	(11.614)	(1.285)	(6.349)	(5.984)	(2)	(12.329)	(304)	-	(177.210)
Provisões e reversões	(17.030)	(21.486)	(80.111)	(13.839)	(1.881)	-	-	(32)	(4)	18.342	-	(116.041)
Custos de construção	-	(54.585)	(152.796)	-	(2.590)	-	-	-	-	-	-	(209.971)
Outros custos e despesas operacionais	(47.394)	(5.158)	(36.084)	(11.150)	(2.515)	(2.537)	(765)	(408)	(1.967)	14.736	4.414	(88.828)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>(22.797)</b>	<b>26.866</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7)</b>	<b>(7.994)</b>	<b>278.340</b>	<b>(245.890)</b>	<b>28.518</b>
<b>RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>349.076</b>	<b>76.064</b>	<b>58.206</b>	<b>15.097</b>	<b>19.777</b>	<b>46.805</b>	<b>(21.250)</b>	<b>(10.172)</b>	<b>4.290</b>	<b>298.597</b>	<b>(245.890)</b>	<b>590.600</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(67.483)</b>	<b>(27.142)</b>	<b>8.627</b>	<b>(5.305)</b>	<b>(301)</b>	<b>(20.666)</b>	<b>1.029</b>	<b>1.985</b>	<b>(21.797)</b>	<b>61.386</b>	<b>-</b>	<b>(69.667)</b>
Receitas financeiras	5.654	2.772	73.899	5.506	5.890	371	1.125	2.054	5.311	108.391	(5.578)	205.395
Despesas financeiras	(73.137)	(29.914)	(65.272)	(10.811)	(6.191)	(21.037)	(96)	(69)	(27.108)	(47.005)	5.578	(275.062)
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>281.593</b>	<b>48.922</b>	<b>66.833</b>	<b>9.792</b>	<b>19.476</b>	<b>26.139</b>	<b>(20.221)</b>	<b>(8.187)</b>	<b>(17.507)</b>	<b>359.983</b>	<b>(245.890)</b>	<b>520.933</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(102.072)</b>	<b>(7.396)</b>	<b>(24.988)</b>	<b>(3.005)</b>	<b>(6.889)</b>	<b>(8.881)</b>	<b>-</b>	<b>2.805</b>	<b>(3.222)</b>	<b>(27.705)</b>	<b>-</b>	<b>(181.353)</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>179.521</b>	<b>41.526</b>	<b>41.845</b>	<b>6.787</b>	<b>12.587</b>	<b>17.258</b>	<b>(20.221)</b>	<b>(5.382)</b>	<b>(20.729)</b>	<b>332.278</b>	<b>(245.890)</b>	<b>339.580</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	179.521	41.526	41.845	6.787	6.419	12.081	(16.177)	(5.382)	(20.729)	332.278	(245.890)	332.278
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	6.168	5.177	(4.044)	-	-	-	-	7.302
<b>LAJIDA</b>	<b>413.507</b>	<b>77.851</b>	<b>131.331</b>	<b>26.711</b>	<b>21.062</b>	<b>53.154</b>	<b>(15.266)</b>	<b>(10.170)</b>	<b>16.619</b>	<b>298.901</b>	<b>(245.890)</b>	<b>767.810</b>

¹ Parques Eólicos e Copel Renováveis.