

# **Demonstrações Contábeis Anuais Completas 2019**

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.  
Enel Distribuição São Paulo

## ÍNDICE

Relatório da Administração	3
Relatório dos auditores sobre as demonstrações contábeis	19
Demonstrações contábeis auditadas	25
Comentários sobre o comportamento das Projeções Empresariais	115
Declaração dos diretores	119

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2019 ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A

Prezados Acionistas,

A Administração da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“Enel Distribuição São Paulo”, ou “Companhia”), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes sobre essas demonstrações, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

### 1 PERFIL

A Enel Distribuição São Paulo é uma Companhia de capital aberto e a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida<sup>1</sup>, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país.

A área de concessão, de 4.526 km<sup>2</sup>, concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.615<sup>2</sup> unidades consumidoras por km<sup>2</sup>, o que corresponde a 9%<sup>3</sup> do total de energia elétrica consumida no Brasil.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a Enel Distribuição São Paulo está permanentemente comprometida em prestar melhores serviços e de forma mais rápida. A Companhia está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto com todos os seus públicos. A Enel Distribuição São Paulo é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do estado e do país.

Para atender a demanda de aproximadamente 7,3 milhões de unidades consumidoras, a Enel Distribuição São Paulo, que conta com 6.468 colaboradores próprios, dispõe de uma infraestrutura formada por 162 subestações e uma malha de distribuição e subtransmissão, cabos aéreos e subterrâneos de mais de 43 mil quilômetros, dos quais 1.830 km são linhas de subtransmissão e 42.005 km referem-se a redes de distribuição aérea e subterrânea.

### 2 CONTEXTO SETORIAL E AMBIENTE REGULATÓRIO

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), tem suas diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) e conta com a participação dos seguintes agentes institucionais: o Operador Nacional do Sistema (“ONS”), que tem a atribuição de coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional (“SIN”); a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), que é responsável pela contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo e, sob delegação da ANEEL, realiza os leilões de energia elétrica; e a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), que desenvolve os estudos e pesquisas para o planejamento do setor.

Elaborado com o objetivo de assegurar o fornecimento de energia elétrica e a modicidade tarifária, o marco deste modelo setorial foi a promulgação da Lei nº. 10.848/2004, que dispõe sobre a atuação dos agentes dos segmentos de geração, distribuição, transmissão e comercialização.

<sup>1</sup> Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, de dezembro de 2017;

<sup>2</sup> Dados internos de unidades faturadas, de dezembro de 2018;

<sup>3</sup> Dados acumulados até dezembro de 2018, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

## Distribuição Elétrica no Brasil

A Enel Distribuição São Paulo é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da ANEEL e do MME. A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a clientes finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro).

Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela B).

Na Parcela A estão inclusos, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão, considerados na Base de Remuneração Regulatória (“BRR”) da Companhia, os custos e depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Nos reajustes tarifários anuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator X.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo também definidos dois componentes do Fator X (XPd e Xt). O Fator X, aplicado nos reajustes anuais e nas revisões tarifárias, é resultado da somatória dos seguintes componentes:

- I. XPd – componente de produtividade: consiste nos ganhos de produtividade da distribuidora no período histórico analisado, ajustado pela variação observada no mercado e nas unidades consumidoras;
- II. Xt – componente de trajetória de custos operacionais: objetiva ajustar os custos operacionais observados ao custo operacional eficiente;
- III. XQ – componente de qualidade: mede a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários anuais.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da Enel Distribuição São Paulo é 4 de julho.

### 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, em Reunião Pública de sua Diretoria realizada em 02 de julho de 2019, deliberou sobre os resultados da revisão tarifária periódica de 2019, com aplicação a partir de 04 de julho de 2019. Na reunião foi aprovado o índice de reposicionamento de +12,79% composto por: (i) reposicionamento econômico de +1,72%, sendo -1,57% de Parcela A e +3,29% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +11,07%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário, no valor de -5,75%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +7,03%, conforme detalhado na tabela ao lado.

Composição		
Parcela A	Encargos Setoriais	-4,58%
	Energia Comprada	1,67%
	Encargos de Transmissão	1,33%
	<b>Parcela A</b>	<b>-1,57%</b>
<b>Parcela B</b>		<b>3,29%</b>
<b>Reajuste Econômico</b>		<b>1,72%</b>
CVA Total		10,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		0,60%
<b>Reajuste Financeiro</b>		<b>11,07%</b>
<b>Reajuste Total</b>		<b>12,79%</b>
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-5,75%
<b>Efeito para o Consumidor</b>		<b>7,03%</b>

A Parcela A foi reajustada em -1,99%, representando -1,57% no reposicionamento econômico, com os seguintes componentes:

- I. **Encargos Setoriais** – Redução de 19,37%, representando -4,58% no reposicionamento econômico em função, principalmente, da diminuição de 7,66% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético Energia (“CDE Energia”);
- II. **Energia Comprada (Inclui PROINFA)** – Aumento de 3,69%, decorrente principalmente do aumento do custo dos CCEARs, das Cotas (Lei nº12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo da compra de energia representa 1,67% no reposicionamento econômico; e
- III. **Encargos de Transmissão** – Aumento de 13,05% decorrente principalmente do reajuste da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando 1,33% no reposicionamento econômico.

A Parcela B foi reajustada em 15,61%, representando uma participação de 3,29% no reposicionamento econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- I. **Custos Operacionais:** a metodologia de definição dos custos operacionais regulatórios estabelece o método de benchmarking para a definição do nível eficiente de custos que são reconhecidos nas tarifas. Para a Enel São Paulo, o resultado foi o estabelecimento de um custo operacional nesta revisão superior em 5,12% ao atualmente praticado na tarifa, contribuindo para uma participação de 0,56% no reposicionamento econômico.
- II. **Custo Anual dos Ativos:** corresponde à remuneração do capital, quota de reintegração regulatória e anuidade dos ativos não elétricos. A remuneração apresentou aumento de 33,65% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 1,80%, em virtude do aumento da Base de Remuneração Líquida. A quota de reintegração regulatória apresentou variação positiva de 25,82% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,81% devido ao aumento da Base de Remuneração Bruta e alteração da taxa de depreciação regulatória. As anuidades apresentaram aumento de 74,22% em relação aos valores atualmente contidos nas tarifas, com impacto de 0,69% na revisão, por ocasião da atualização dos parâmetros regulatórios adotados para seu cálculo e atualização da Base de Remuneração Regulatória.
- III. **Receitas Irrecuperáveis:** apresentou variação positiva de 2,31% em relação aos valores presentes atualmente nas tarifas, com impacto de 0,03% no reposicionamento econômico, resultante da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Enel Distribuição São Paulo e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.
- IV. **Outras Receitas:** apresentaram variação de 96,82%, representando um impacto negativo de -0,60% no reposicionamento econômico, explicado pela mudança na forma de repasse das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que no 3º ciclo tarifário (julho de 2011 a junho de 2015) eram contabilizados como obrigações especiais e no 4º ciclo tarifário (julho de 2015 a junho de 2019) foram provisionadas como Passivo Regulatório, cuja amortização se iniciará a partir da presente revisão tarifária.

Por fim, vale destacar que foram definidos os componentes do Fator X que serão deduzidos da variação do IGP-M na atualização anual dos custos da Parcela B da Companhia:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-T (trajetória dos custos operacionais) de -2,07%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B representará um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual.

Fora estes efeitos, anualmente é apurado o Fator XQ, de incentivo à melhoria da qualidade, que nesta revisão foi apurado em -1,03%.

Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizaram um montante de R\$ 1.707.930, dentre os quais R\$ 619.537 se referem à cobertura tarifária para custos futuros de risco hidrológico. O valor de componentes financeiros contempla o aumento de custos de encargos setoriais, câmbio e risco hidrológico ocorridos após o reajuste tarifário.

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	8,46%
Baixa Tensão	6,48%
Efeito Médio	7,03%

O reajuste tarifário médio de +7,03% (efeito médio a ser percebido pelos consumidores) apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado ao lado.

### Bandeiras Tarifárias

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

- Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 13,43/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 41,69/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 62,43/MWh

Em maio de 2018, um novo critério de acionamento das bandeiras tarifárias entrou em vigor, decorrente da audiência pública nº 061/17, que discutiu a revisão da metodologia das bandeiras e dos valores de suas faixas de acionamento

As bandeiras tarifárias que vigoraram até dezembro de 2019, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 1	Amarela	Vermelha 1	Amarela
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44	224,19	200,18	233,59	292,87	225,92

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

## 3 PRINCIPAIS INDICADORES

### DESTAQUES NO PERÍODO

	2019	2018	Var. %
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	43.286.423	42.877.715	1,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	24.179.802	24.097.525	0,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	14.704.049	14.489.839	1,5%
EBITDA (R\$ mil)	2.368.125	1.101.183	115,1%
Margem EBITDA (%)	16,1%	7,6%	+5,9 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	16,9%	8,3%	+5,9 p.p.
EBIT (R\$ mil)	1.718.153	542.296	216,8%
Margem EBIT (%)	11,7%	3,7%	+5,2 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	777.067	(315.261)	n.a.
Margem Líquida (%)	5,3%	-2,2%	n.a.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	5,6%	-2,4%	n.a.
CAPEX (R\$ mil)	878.325	1.353.935	-35,1%
DEC - horas (12 meses)	6,44	7,19	-10,4%
FEC - vezes (12 meses)	3,71	4,39	-15,5%
Índice de Arrecadação (YTD)	100,6%	100,3%	0,4 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	9,62%	9,54%	0,1 p.p.
Nº de Consumidores (1)	7.315.100	7.230.744	1,2%
Nº de Colaboradores Próprios (2)	6.468	7.239	-10,7%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	1.816	1.894	-4,1%
PMSO (3) /Consumidor	192,7	259,8	-25,8%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	307	319	-3,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	23.835	22.639	5,3%

(1) Unidades Faturadas | (2) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

## 4 DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

### Mercado de Energia

#### NÚMERO DE CONSUMIDORES

	2019	2018	Var. %
<b>Mercado Cativo</b>	<b>7.313.528</b>	<b>7.229.420</b>	<b>1,2%</b>
Residencial	6.858.422	6.781.509	1,1%
Industrial	25.968	26.073	-0,4%
Comercial	408.622	402.502	1,5%
Rural	566	562	0,7%
Setor Público	19.950	18.774	6,3%
<b>Cientes Livres</b>	<b>1.572</b>	<b>1.324</b>	<b>18,7%</b>
Industrial	465	409	13,7%
Comercial	1.058	869	21,7%
Setor Público	42	39	7,7%
Cias Energéticas	7	7	0,0%
<b>Total - Número de Consumidores (faturados)</b>	<b>7.315.100</b>	<b>7.230.744</b>	<b>1,2%</b>

#### Venda de Energia na Área de Concessão<sup>4</sup>

No ano, o mercado total teve aumento de 1,0% em relação ao ano de 2018, totalizando 43.286 GWh. Ajustado pela diferença de dias de faturamento (0,8 dias registrados em 2019, o equivalente a 34 GWh), o mercado total teria um aumento de 0,9% no período.

#### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	2019	2018	Var. %
Mercado Cativo	32.289	32.230	0,2%
Cientes Livres	10.997	10.647	3,3%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>43.286</b>	<b>42.877</b>	<b>1,0%</b>

#### Mercado Cativo

Em 2019, o mercado cativo totalizou 32.289 GWh, um aumento de 0,2% comparado a 2018. Ajustando-se os efeitos: (i) migrações do ACR para o ACL, com impacto negativo de 480 GWh; (ii) dias de faturamento a mais em 2019, com impacto positivo de 31 GWh; e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto positivo de 30 GWh; o mercado cativo teria aumento de 0,1%.

#### VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	2019	2018	Var. %
Residencial	16.330	16.187	0,9%
Industrial	2.894	3.123	-7,3%
Comercial	10.584	10.410	1,7%
Rural	32	31	3,4%
Setor Público	2.448	2.479	-1,2%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>32.289</b>	<b>32.230</b>	<b>0,2%</b>

#### Cientes Livres

Em 2019, o mercado livre somou 10.997 GWh, um aumento de 3,3% em relação a 2018. O impacto líquido entre migrações ao ACL e retornos ao ACR foi um acréscimo de 450 GWh nesse mercado que, se descontados, refletem em queda de 0,9% no período.

#### TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	2019	2018	Var. % (2)
Industrial	5.261	5.323	-1,2%
Comercial	4.111	3.821	7,6%
Setor Público (3)	1.626	1.504	8,1%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres</b>	<b>10.997</b>	<b>10.647</b>	<b>3,3%</b>

<sup>4</sup> Não Inclui Consumo Próprio

## Compra de Energia

### FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	2019	2018	Var. % (2)
Itaipu	8.597	8.740	-1,6%
Leilão (1)	28.893	28.068	2,9%
Angra 1 e 2	1.609	1.631	-1,3%
Proinfa	797	819	-2,7%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>39.897</b>	<b>39.258</b>	<b>1,6%</b>

(1) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

## Indicadores Operacionais

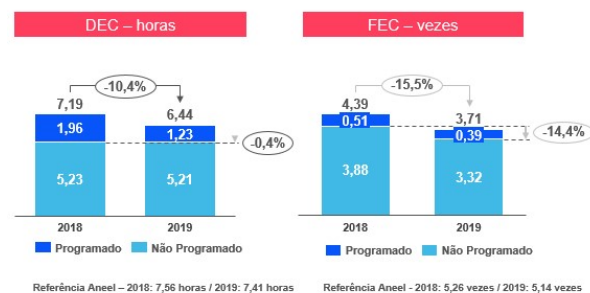
### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	2019	2018	Var. %
DEC - horas (12 meses)	6,44	7,19	-10,4%
FEC - vezes (12 meses)	3,71	4,39	-15,5%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	9,6%	9,5%	0,9%
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	100,6%	100,3%	0,4%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	1.816	1.894	-4,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	307	319	-3,9%
PMSO (1) / Consumidor	192,7	259,8	-25,8%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	23.835	22.639	5,3%

(1) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

## Qualidade do Fornecimento

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.



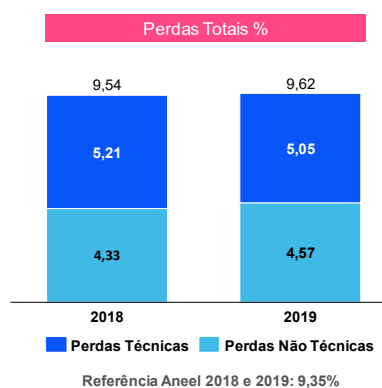
Em 2019, os indicadores DEC e FEC registraram melhora comparado ao mesmo período do ano anterior. Esta variação é explicada, principalmente, pelo alto investimento em tecnologia de rede ao longo dos anos - aumento de religadoras telecomandadas e automatizadas para o restabelecimento de energia, novos equipamentos de identificação do defeito, melhorias e automatismo no processo de despacho de ordens emergenciais, entre outros. O DEC e o FEC permanecem dentro do limite regulatório global para o ano de 2019, como reflexo do plano de ações

implementado pela Companhia.

## Disciplina de Mercado (Perdas)<sup>5</sup>

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,62%<sup>6</sup>, sendo divididas entre perdas técnicas (5,05%) e não técnicas (4,57%). Em comparação a 2018, as perdas totais apresentaram aumento de 0,08 p.p, decorrente do empréstimo de equipes de perdas para auxílio no atendimento de ocorrências de emergência.

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com o programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na atual legislação. Em 2019, aproximadamente 446,4 mil clientes foram beneficiados com este programa, contra 494,7 mil em 2018.



<sup>5</sup> Perdas Técnicas: Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL. Referência Aneel: Referência de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil.

<sup>6</sup> A partir do 4T18, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões do Grupo Enel, retroagindo seu efeito a partir de janeiro de 2018.



## Arrecadação

O índice de arrecadação da Companhia atingiu, em 2019, 100,6% contra 100,3% registrado em 2018. De forma a melhorar seu índice de arrecadação, a Companhia tem realizado diversas ações para reduzir os níveis de inadimplência, como o envio de SMS e e-mails com código de barras para pagamento das faturas em atraso, suspensão do fornecimento, negativas, protestos e ações de cobrança por telemarketing.

4

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### Resultado

#### PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Receita Operacional Bruta	24.179.802	24.097.525	0,3%
Deduções à Receita Operacional	(9.475.753)	(9.607.686)	-1,4%
Receita Operacional Líquida	14.704.049	14.489.839	1,5%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (1)	(11.605.172)	(12.122.490)	-4,3%
<b>EBITDA</b>	<b>2.368.125</b>	<b>1.101.183</b>	<b>115,1%</b>
<i>Margem EBITDA</i>	<i>16,1%</i>	<i>7,6%</i>	<i>8,5 p.p.</i>
<b>EBIT</b>	<b>1.718.153</b>	<b>542.296</b>	<b>216,8%</b>
<i>Margem EBIT</i>	<i>11,7%</i>	<i>3,7%</i>	<i>7,9 p.p.</i>
Resultado Financeiro	(550.367)	(991.115)	-44,5%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(390.719)	133.558	-392,5%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>777.067</b>	<b>(315.261)</b>	<b>-346,5%</b>
<i>Margem Líquida</i>	<i>5,3%</i>	<i>-2,2%</i>	<i>-342,9%</i>
<i>Margem Líquida ex-Receita de Construção</i>	<i>5,6%</i>	<i>-2,4%</i>	<i>-333,3%</i>
<b>Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)</b>	<b>3,94</b>	<b>(1,81)</b>	<b>-317,1%</b>

(1) Não considera depreciação e amortização e custo de construção

### Receita Operacional Bruta

Conforme demonstrado a seguir, em 2019, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 24.179,8 milhões, apresentando um aumento de 0,3%, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

#### RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
<b>Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo</b>	<b>11.854.330</b>	<b>11.609.362</b>	<b>2,1%</b>
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	1.485.760	1.075.365	38,2%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	8.770.500	7.383.039	18,8%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(45.916)	(33.260)	38,1%
Receita de Construção	730.752	1.266.166	-42,3%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	416.700	728.070	-42,8%
<b>Total - Outras Receitas Originadas com Clientes</b>	<b>11.357.796</b>	<b>10.419.380</b>	<b>9,0%</b>
Subvenção de Recursos da CDE	368.415	362.801	1,5%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	318.285	1.584.689	-79,9%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	280.976	121.293	131,7%
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais		0	n.a
<b>Total - Outras Receitas</b>	<b>967.676</b>	<b>2.068.783</b>	<b>-53,2%</b>
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>24.179.802</b>	<b>24.097.525</b>	<b>0,3%</b>

As principais variações são explicadas a seguir:

- I. impacto positivo devido ao (i) aumento de R\$ 2.888,9 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo bandeiras tarifárias e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição – para consumidores cativos; (ii) aumento de R\$ 410,4 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres em função da migração de clientes, efeitos parcialmente compensados por:
- II. impacto negativo devido (i) redução de R\$ 1.101,1 milhões em outras receitas afetadas principalmente pelo menor ativo e passivo financeiro setorial no período; (ii) redução de R\$ 535,4 milhões em receita de construção em função dos menores investimentos realizados no período; (iii) redução de R\$ 180,4 milhões com receita proveniente da venda de energia no curto prazo e mecanismo de venda de excedente; e (iv) aumento de R\$ 12,7 milhões com penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI).

## Deduções da Receita

### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
ICMS	(4.133.537)	(3.805.592)	8,6%
PIS	(378.332)	(359.605)	5,2%
COFINS	(1.744.069)	(1.657.930)	5,2%
ISS	(188)	(194)	-3,1%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(6.256.126)</b>	<b>(5.823.321)</b>	<b>7,4%</b>
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(135.725)	(129.912)	4,5%
Encargo Setorial CDE (1)	(2.514.721)	(2.848.952)	-11,7%
TFSEE (2)	(16.342)	(13.166)	24,1%
Encargos do consumidor - PROINFA	(95.177)	(83.376)	14,2%
Encargos do consumidor - CCRBT (3)	(457.662)	(708.959)	-35,4%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(3.219.627)</b>	<b>(3.784.365)</b>	<b>-14,9%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(9.475.753)</b>	<b>(9.607.686)</b>	<b>-1,4%</b>

(1) Conta de Desenvolvimento Energético | (2) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica | (3) Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 9.475,8 milhões, uma redução de R\$ 131,9 milhões, ou 1,4%, em relação a 2018, sendo explicada principalmente por: (i) maior recolhimento de ICMS no valor de R\$ 327,9 milhões devido ao maior faturamento no período; (ii) aumento de R\$ 3,2 milhões da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e (iii) aumento de R\$ 11,8 milhões em Encargos do consumidor – PROINFA, parcialmente compensada por; (iv) redução de R\$ 334,2 milhões da conta CDE; e (vi) redução de R\$ 251,3 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias registradas no período.

### Custos e Despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 8.564,5 milhões, montante 6,9% inferior ao apresentado no mesmo período de 2018, conforme quadro a seguir:

### CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Parcela A			
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(8.233.631)	(8.330.327)	-1,2%
Encargos do Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(1.672.827)	(1.579.054)	5,9%
<b>Total - Não Gerenciáveis</b>	<b>(9.906.458)</b>	<b>(9.909.381)</b>	<b>0,0%</b>
Despesas Operacionais			
Pessoal	(739.814)	(1.016.067)	-27,2%
Previdência Privada	(26.502)	(20.680)	28,2%
Serviços de Terceiros	(509.266)	(596.880)	-14,7%
Material	(58.722)	(71.705)	-18,1%
PECLD (1)	(231.437)	(57.422)	303,0%
Provisão para processos judiciais e outros	(57.745)	(277.407)	-79,2%
Outras Despesas Operacionais	(75.228)	(172.948)	-56,5%
<b>Total - Despesas Operacionais (2)</b>	<b>(1.698.714)</b>	<b>(2.213.109)</b>	<b>-23,2%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (2)</b>	<b>(11.605.172)</b>	<b>(12.122.490)</b>	<b>-4,3%</b>

(1) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (2) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

### Custos Não Gerenciáveis – Parcela A

No acumulado do ano, os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 9.906,5 milhões, uma diminuição de 0,03% se comparado ao mesmo período de 2018 (R\$ 9.909,4 milhões). Essa variação deve-se, principalmente a:

- I. custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: diminuição de R\$ 134,7 milhões em 2019, em comparação a 2018, decorrente, principalmente da (i) diminuição em R\$ 705,9 milhões referentes aos custos com Risco Hidrológico. Este efeito foi parcialmente compensado pelo: (i) aumento de R\$ 71,6 milhões referentes a Itaipu, como consequência da desvalorização do real, frente ao dólar; (ii) maiores custos em R\$ 38,0 milhões relacionados ao PROINFA e (iii) aumento nos custos com compra de energia

(CCEE, CCEAR e Quotas) em R\$ 424,6 milhões, decorrente, em parte, da contratação do MVE<sup>7</sup> em 2019;

- II. custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 5,9% ou R\$ 93,8 milhões em 2019, comparado a 2018, resultado do (i) efeito negativo causado pela queda de R\$ 197,8 milhões em recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER); (ii) Aumento de R\$ 9,5 milhões no transporte de energia Furnas/Itaipu e (iii) Aumento dos custos da conexão da Rede Básica com a CTEEP, em R\$ 7,7 milhões. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela (i) diminuição dos custos com Encargos do Serviço do Sistema em R\$ 64,2 milhões e (ii) menores custos com a Rede Básica em R\$ 17,5 milhões.

### Despesas Operacionais

Em 2019 as despesas operacionais, excluindo custo de construção e depreciação e amortização, totalizaram R\$ 1.698,7 milhões, uma redução de 23,2% em comparação a 2018 (R\$ 2.213,1 milhões). Essa redução deve-se, principalmente a:

- I. menores despesas no grupo de pessoal e encargo, no montante de R\$ 276,5 milhões, em comparação ao exercício anterior, devido principalmente ao provisionamento em 2018 de verbas rescisórias relacionadas ao Programa de Saída Voluntária (PSV), e respectiva redução nas despesas com remuneração ao longo de 2019;
- II. redução de R\$ 100,6 milhões com materiais e serviços, em função principalmente de ganhos de eficiência nos processos de atendimento ao cliente e menores despesas com assessoria financeira e jurídica relacionada a OPA/Follow-On realizado em 2018;
- III. redução em R\$ 219,7 milhões no grupo de Provisão para Processos Judiciais, impactado positivamente pela adequação de premissas e metodologia do grupo Enel, realizada em 2018, que impactou em aproximadamente R\$ 77 milhões o resultado de 2018; e
- IV. impacto positivo no grupo de outras despesas operacionais em R\$ 97,7 milhões, refletindo principalmente ao impacto positivo de R\$ 23,2 milhões em arrendamentos e aluguéis, devido a adoção do CPC06/IFRS 16; parcialmente compensado por:
- V. aumento de despesas com PECLD em R\$ 174,0 milhões, devido, principalmente, ao efeito positivo em 2018, da mudança de estimativa contábil com adequação da metodologia contábil em padronização às práticas do grupo Enel, e ao aumento da receita de fornecimento em 2019 comparada ao ano anterior.

### EBITDA

A seguir a conciliação dos valores que compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, constantes das demonstrações contábeis da Companhia, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

#### CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido do Período</b>	<b>777.067</b>	<b>(315.261)</b>	<b>-346,5%</b>
(+) Tributos sobre o Lucro	(390.719)	133.558	-392,5%
(+) Resultado Financeiro	(550.367)	(991.115)	-44,5%
<b>(=) EBIT</b>	<b>1.718.153</b>	<b>542.296</b>	<b>216,8%</b>
(+) Depreciações e Amortizações	(649.972)	(558.887)	16,3%
<b>(=) EBITDA</b>	<b>2.368.125</b>	<b>1.101.183</b>	<b>115,1%</b>

Em 2019, a Companhia registrou um EBITDA de R\$ 2.368,1 milhões, 115% superior ao exercício anterior. A variação apresentada é fruto de (i) impacto positivo da Margem, decorrente, principalmente, da revisão tarifária em julho de 2019; e (ii) dos ganhos com redução de despesas operacionais, apresentados anteriormente.

<sup>7</sup> Mecanismo de Venda de Excedentes

## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
<b>Receitas Financeiras</b>			
Renda de Aplicações Financeiras	41.478	44.452	-6,7%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	81.717	87.781	-6,9%
Subvenções governamentais	4.082	4.916	-17,0%
Atualização de Créditos Tributários	23.164	1.235	1775,6%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	33.222	23.412	41,9%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	109.616	35.319	210,4%
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	3.028	10.195	-70,3%
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	30.058	21.200	41,8%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(9.659)	(52.153)	-81,5%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>316.706</b>	<b>176.357</b>	<b>79,6%</b>
<b>Despesas Financeiras</b>			
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(311.457)	(414.569)	-24,9%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(23.693)	(16.257)	45,7%
Subvenções governamentais	(4.083)	(4.916)	-16,9%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	7.103	(15.001)	-147,4%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	6.986	12.077	-42,2%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(43.951)	(48.577)	-9,5%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(71.096)	(196.469)	-63,8%
Obrigações consumidores - Resoluções 250/2007 e 368/2009	19.756	(3.394)	-682,1%
Atualização Acordo Eletrobras	(99.914)	(101.444)	-1,5%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(324.151)	(349.942)	-7,4%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(1.993)	-	n.a
Outras Despesas Financeiras	(19.826)	(29.911)	-33,7%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(866.319)</b>	<b>(1.168.403)</b>	<b>-25,9%</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>(754)</b>	<b>931</b>	<b>-181,0%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(550.367)</b>	<b>(991.115)</b>	<b>-44,5%</b>

Em 2019, a Companhia reportou um resultado financeiro negativo em R\$ 550,4 milhões, uma variação positiva de R\$ 440,7 milhões em comparação ao resultado financeiro negativo apresentado em 2018.

As principais variações registradas foram: (i) redução nas despesas com encargos da dívida, em R\$ 103,1 milhões, resultado das operações de *Liability Management* executadas em 2018 e 2019 e da queda na taxa de juros média do período<sup>8</sup>; (ii) maior receita com atualização monetária do ativo financeiro setorial em R\$ 74,3 milhões; (iii) efeito positivo de PIS/Cofins sobre receita financeira, no valor de R\$ 42,5 milhões; (iv) impacto positivo de P&D, eficiência energética e energia livre, decorrente de atualização monetária no valor de R\$ 22,9 milhões; e (v) aumento na receita com atualização de créditos tributários em R\$ 21,9 milhões, devido a reconhecimento de créditos tributários decorrentes da dedução, em dobro, das despesas incorridas com o PAT desde 2006.

## Tributos (IR/CSLL)

### TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Imposto de Renda	22.287	-	n.a
Contribuição Social Diferida	(109.325)	35.353	-409,2%
Imposto de Renda Diferido	(303.681)	98.205	-409,2%
<b>Total</b>	<b>(390.719)</b>	<b>133.558</b>	<b>-392,5%</b>

Já em 2018, a variação é resultado da maior base tributável registrada no período, compensado por crédito de IR a recuperar, no valor de R\$ 22,3 milhões registrados no primeiro trimestre de 2018, decorrente da dedução em dobro das despesas incorridas com o PAT<sup>9</sup> desde 2006, bem como respectiva compensação do IRPJ.

<sup>8</sup> O CDI médio reportado em 2018 foi de 6,47 % contra 5,94 % em 2019.

<sup>9</sup> Programa de Alimentação do Trabalhador

## Remuneração aos Acionistas

A Administração da Companhia propõe, em observância ao previsto em seu Estatuto Social, a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios, correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado, e de dividendos adicionais, totalizando R\$ 684,6 milhões.

Na apuração do lucro líquido ajustado para fins de distribuição de dividendos é considerada a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, relativos à reserva de reavaliação reconhecida em exercícios anteriores à data de transição. Dessa forma, o incremento nas despesas de depreciação e baixas, em função do registro da reavaliação, tem efeito nulo na apuração dos dividendos da Companhia.

A Administração propõe, ainda, que o valor remanescente após distribuição de dividendos, mínimo e adicional, seja destinado a constituição de reserva especial, conforme demonstrado abaixo. Tal proposta foi deliberada pelo Conselho de Administração e será submetida para deliberação em Assembleia Geral Ordinária (“AGO”).

### Remuneração aos Acionistas

	2019	2018
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	777.067	(315.261)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial, líquida	78.395	81.092
Prejuízos acumulados - CPC 48	-	(56.594)
Dividendos Prescritos	227	-
<b>Lucro (prejuízo) líquido ajustado</b>	<b>855.689</b>	<b>(290.763)</b>
Dividendo mínimo obrigatório	(213.923)	-
Proposta de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	(470.629)	-
Constituição de reserva especial para reforço de capital de giro	(171.137)	-
Absorção pelas reservas de lucros	-	290.763
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## Endividamento

### Indicadores de Endividamento

Conforme apresentado no quadro a seguir, a Dívida Bruta<sup>10</sup> da Companhia encerrou 2019 em R\$ 5.098,0 milhões, uma redução de R\$ 231,1 milhões em relação a 2018. Essa variação deve-se principalmente a: (i) amortizações, pagamento de juros e liquidações antecipada (incluindo Debêntures, CCB, FINEM, decorrentes do processo de *liability management*, e *intercompany*) no valor total de R\$ 2.695 milhões no período; parcialmente compensadas por (ii) emissões de R\$ 2.215 milhões, com destaque para a 24ª emissão de debentures, realizada em junho de 2019, no valor de R\$ 1.500 milhões, e para a 6ª emissão de notas promissórias, no valor de R\$ 215 milhões, realizados em setembro de 2019.

#### INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO (R\$ mil)

	2019	2018	Var. %
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (1)	3.887.412	4.066.332	-4,4%
Fundo de Pensão	1.259.239	1.262.800	-0,3%
Outros Resultados Abrangentes Derivativo	(48.608)	-	n.a.
(-) Disponibilidades (2)	(1.285.692)	(941.434)	36,6%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.812.351</b>	<b>4.387.698</b>	<b>-13,1%</b>
EBITDA (12 meses)	2.368.125	1.101.193	115,1%
(+) PECLD e Contingências	289.181	334.289	-13,5%
(+) Despesas com Funesp (últimos 12 meses)	26.838	20.680	29,8%
(+) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(40.881)	-	n.a.
<b>EBITDA Ajustado (12 meses) - 23ª Debênture</b>	<b>2.643.263</b>	<b>1.456.162</b>	<b>81,5%</b>
(-) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	40.881	-	n.a.
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	50.556	-	n.a.
<b>EBITDA Ajustado (12 meses) - 6ª NP e 24ª Debênture</b>	<b>2.734.700</b>	<b>1.456.162</b>	<b>87,8%</b>
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,44	3,01	-1,57 p.p.
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 6ª NP e 24ª Debênture	1,39	3,01	-1,62 p.p.

(1) Não considera obrigações por arrendamento; (2) Caixa, Equivalentes de Caixa e Investimentos em Curto Prazo

Vale mencionar que para a 2ª série da 24ª Debênture, com atualização atrelada ao IPCA, foi contratada operação de derivativo (swap) com troca de indexação para CDI, pelo mesmo período da série emitida.

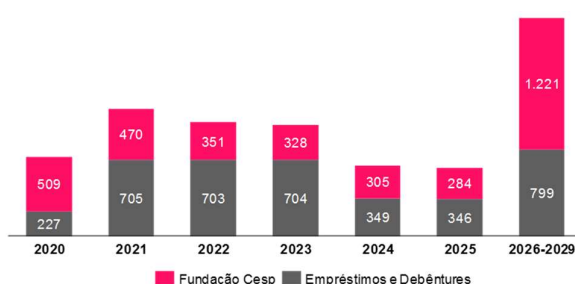
<sup>10</sup> Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão e saldo líquido do derivativo. O saldo com fundo de pensão não considera o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 4.609,4 milhões em 31 de dezembro de 2019 e de R\$ 2.537,0 milhões em 31 de dezembro de 2018.

As disponibilidades somaram R\$ 1.286 milhões em 2019, ante R\$ 941 milhões no período anterior. O aumento de R\$ 344 milhões é resultado do melhor desempenho operacional e ações de gestão de caixa no período, que resultaram na melhoria do capital de giro da Companhia. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.812 milhões, redução de R\$ 575 milhões em relação ao saldo do ano anterior.

A Companhia encerrou o exercício atual com o custo médio da dívida, sem considerar o Fundo de Pensão, em 5,06% a.a (CDI + 0,54%) e prazo médio de 3,71 anos.

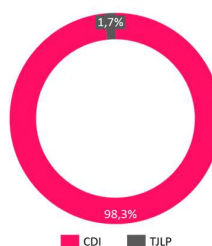
Considerando o EBITDA Ajustado previsto, o indicador de alavancagem findo em 31 de dezembro de 2019, foi de 1,44x. Em junho de 2019, a Companhia emitiu a 24ª Debênture, que tal como a 6ª Nota Promissória, não considera as “Perdas na desativação de ativos” para fins de cálculo do EBITDA Ajustado. Para essas emissões o *covenant* registrou uma alavancagem de 1,39x. O limite dos *covenants* válido para todas as dívidas da Companhia é: 3,5x calculado pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado. A Companhia encerrou 2019 dentro dos limites estabelecidos em seus contratos de dívida.

### Cronograma de Amortização (R\$ milhões)<sup>11</sup>

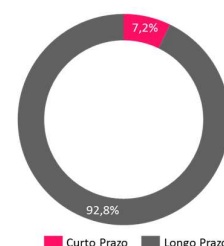


### Abertura da Dívida Bruta

#### Indexadores<sup>12</sup>



#### Curto/Longo Prazo<sup>12</sup>



### Rating da Companhia<sup>13</sup>

Escola	Ratings	Nacional	Internacional	Perspectiva
Fitch		AAA	BBB- <sup>1</sup> e BB+ <sup>2</sup>	Estável
Moody's		Aaa	Ba1	Estável

Últimas atualizações: Fitch - Set'19; Moody's - Ago'19; 1- Moeda Local; 2- Moeda Estrangeira

### Investimentos

#### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Manutenção	430.619	603.205	-28,6%
Crescimento	311.209	507.737	-38,7%
Novas Conexões	65.450	142.669	-54,1%
<b>Financiado pela Companhia</b>	<b>807.278</b>	<b>1.253.611</b>	<b>-35,6%</b>
Financiado pelo Cliente	71.047	100.324	-29,2%
<b>Total</b>	<b>878.325</b>	<b>1.353.935</b>	<b>-35,1%</b>

Em 2019, foram investidos R\$ 878,3 milhões. Destes, R\$ 807,3 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 71,0 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes, valor 35,1% menor quando comparado com 2018.

Uma nova forma de pensar sustentabilidade surgiu na então Eletropaulo em julho de 2018, após o início da gestão do grupo Enel. A distribuidora passou a integrar todos os compromissos públicos assumidos pela Enel, como o apoio aos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS) e com metas públicas relacionadas à ODS 4 – Educação de qualidade, ODS 7 – Energia Limpa e Acessível, ODS 8 – Trabalho

<sup>11</sup> Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro e não considera diferenças de premissas entre PREVIC e CVM (Resolução CVM 695/2012).

<sup>12</sup> Não considera previdência.

<sup>13</sup> Quadro considera ratings válidos em 31 de dezembro de 2019.

Digno e Crescimento Econômico, ODS 9 – Indústria, Inovação e Infraestrutura, ODS 11 – Cidades e Comunidades Sustentáveis e ODS 13 – Ação Contra a Mudança Climática. Em 2019, destacam-se a implementação de novos projetos da plataforma Enel Compartilha já executados em outras empresas do grupo e o alinhamento dos projetos já existentes. As iniciativas refletem o objetivo de incorporar a sustentabilidade nos processos de negócios e na estratégia da empresa, aumentando a vantagem competitiva por meio de uma perspectiva de valor compartilhado que atenda simultaneamente aos objetivos da empresa e às prioridades das partes interessadas, assegurando benefícios sociais ao processo de criação de valor e geração de resultados.

Em 2019, a Enel Distribuição São Paulo desenvolveu 27 projetos, com um investimento total de mais de R\$ 56,2 milhões, beneficiando diretamente cerca de 335 mil pessoas. Entre estes projetos, destacam-se:

- Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”: Lançado em 2019, com o objetivo de criar e difundir a cultura de sustentabilidade em toda a cadeia de valor, o programa que engajou 835 colaboradores promove ações focadas na transformação dos espaços, dos processos e das pessoas na empresa.
- Enel Compartilha Liderança em Rede: Foram selecionadas duas áreas – Heliópolis e Jardim Valquíria - para a implantação do projeto lançado em 2019, cujo objetivo é a formação de redes entre as lideranças comunitárias com a Enel. São aspectos importantes do projeto a produção e análise das cartografias sociais das localidades, a troca de equipamentos antigos por modelos eficientes e a oferta de palestras e capacitação profissional.
- Enel Compartilha Empreendedorismo: Em parceria com a ONG Biocicla, Ivy e Instituto Europeu de Design, o projeto utiliza o conceito de Economia circular para desenvolver e apoiar projetos que potencializam o desenvolvimento econômico de grupos produtivos, estimulando a formação e desenvolvimento de redes e associações. Em 2019, este projeto gerou uma renda de mais de R\$ 121,6 mil para a comunidade, entre elas Paraisópolis.
- Hortas Comunitárias: Iniciativa piloto da Enel Distribuição São Paulo, em parceria com a ONG Cidades sem Fome, que visa proporcionar às comunidades vulneráveis oportunidades de capacitação, trabalho e renda através do cultivo de hortaliças em espaços subutilizados como as faixas de servidão das linhas de transmissão. Com a produção de 10.245 kg de hortaliças, o projeto gerou uma renda de R\$ 23,4 mil para os agricultores e produtores rurais locais.
- Ecoenel: Em 2019, o programa arrecadou mais de 1.044 toneladas de resíduos em 10 ecopontos, gerando um desconto de mais de R\$219 mil na conta luz dos consumidores beneficiados.
- Luz Solidária: O programa incentiva a troca de equipamentos eficientes por meio da concessão de 50% de desconto na compra de um eletrodoméstico novo. Além disso o cliente doa parte do valor pago para o desenvolvimento de um projeto social a sua escolha, entre os selecionados.

Além disso, dentro da iniciativa Urban Futurability, que visa implementar na Vila Olímpia o mais completo projeto de transformação digital liderado por uma empresa de energia elétrica na América do Sul, projetos de sustentabilidade estão sendo construídos para a melhor criação de valor para os clientes e comunidade. A companhia vai aplicar no local mais de 40 iniciativas de digitalização e inteligência artificial, inéditas na América do Sul, para gestão da rede de energia. Serão investidos aproximadamente R\$ 125 milhões no projeto Urban Futurability nos próximos três anos, com recursos do programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

### Sistema de Gestão Ambiental

O Sistema de Gestão Ambiental é estruturado de acordo com a norma ISO 14001:2015 que determina ações para a busca da excelência nos programas ambientais e da eficácia da gestão voltada à identificação de aspectos e impactos ambientais e controles operacionais.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência, manter boas práticas para prevenção à poluição, e visando evitar ou mitigar os seus impactos

adversos na sociedade e no meio ambiente, a Enel Distribuição São Paulo estabelece procedimentos, planos de preparação e respostas a emergências, mantém contrato com empresa especializada no atendimento a emergências ambientais e está sempre preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental.

Para manter a Certificação ISO 14001 em 100% de seus processos, a Enel Distribuição São Paulo envolve suas equipes próprias e contratadas, realizando campanhas de conscientização e treinamentos para disseminar a importância da conscientização ambiental dentro da organização. Como ferramenta para a verificação de seu desempenho, realiza auditorias internas e externas periodicamente.

Em setembro de 2019, o Sistema de Gestão Ambiental recebeu a Auditoria Externa de Manutenção, que garantiu a certificação do Sistema de Gestão Ambiental por mais um ano.

## 7 RECONHECIMENTOS E PREMIAÇÕES

### Principais premiações recebidas em 2019

#### Sustentabilidade e Inovação

- Guia EXAME de Sustentabilidade 2019 – Eleita em 2018 como a empresa mais sustentável do Brasil. Em 2019, pelo 5º ano consecutivo, a Enel foi uma das melhores empresas de Energia em Sustentabilidade pelo Guia EXAME de Sustentabilidade, e a mais sustentável do Brasil em Direitos Humanos. A publicação destacou o programa de Due Diligence de Direitos Humanos, que abrange temas como condições de trabalho, diversidade, saúde e segurança, além de questões ambientais. Nesta edição, foram 229 companhias inscritas.
- Prêmio ODS Pacto Global - A Enel Brasil foi reconhecida com o Prêmio ODS Pacto Global, na categoria Prosperidade, pelo programa Enel Compartilha Empreendedorismo. O case da Enel foi um dos 13 vencedores dentre os 800 projetos inscritos. O Prêmio ODS da Rede Brasil do Pacto Global reconhece práticas empresariais e de ensino que contribuam para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).
- Empresa Pró-Ética 2018/2019 – A Enel conquistou, pela 3ª vez consecutiva, o reconhecimento Empresa Pró-Ética do Governo Federal. O Pró-Ética é uma iniciativa realizada por meio da Controladoria-Geral da União (CGU), que avalia empresas em relação à prevenção de atos de corrupção e outros crimes no âmbito das suas atividades de negócio. A edição contou com a participação de 373 empresas de todos os portes e de diversos ramos de atuação. Após o processo de avaliação, 26 empresas foram aprovadas e reconhecidas como Empresa Pró-Ética 2018-2019.
- Prêmio Nacional de Inovação – O Prêmio Nacional de Inovação é o principal reconhecimento no Brasil para promoção da Inovação no setor empresarial. O prêmio se divide em cinco modalidades de acordo com o faturamento das participantes e nas categorias: Gestão da Inovação, Inovação de Produto, Inovação em Processo, Inovação Organizacional e Inovação em Marketing. Nesta edição, a Enel no Brasil venceu a categoria 'Inovação em Marketing'.
- Prêmio Valor Inovação – A Enel Brasil ficou em 1º lugar na Categoria Energia Elétrica. A pesquisa elegeu 150 empresas e se baseou em cinco pilares: Intenção (estratégia, visão, cultura e valores), Esforço (recursos, processos, estruturas), Resultado, Citações (reconhecimento do mercado) e Patente (registro de conhecimento).
- Prêmio Whow 2019 – Whow! é o festival de inovação para negócios realizado no Brasil pela 100 Open Startups. Reúne executivos, startups e investidores para cocriar soluções para os verdadeiros desafios da sociedade. A Enel ficou na 2ª posição no setor de energia e utilities e 29º do Ranking Geral pelo engajamento e relacionamento com startups.
- Empresa Amiga da Criança – A Enel Brasil recebeu pelo 4º ano consecutivo o selo concedido pela Fundação Abrinq em reconhecimento ao engajamento no combate ao trabalho infantil em toda a



cadeia produtiva e às políticas internas, que incentivam o ingresso de jovens no mercado de trabalho de forma protegida e respeitando a Lei da Aprendizagem.

- Empresa Destaque no livro "30 casos de inovação em pequenas, médias e grandes empresas" – Publicação da CNI (Confederação Nacional da Indústria) e do Sebrae para identificar e divulgar experiências bem-sucedidas e inovadoras no mercado.

### **Pessoas**

- Prêmio WEPs Brasil 2019 – A primeira participação da Enel no Prêmio WEPs Brasil 2019 – Empresas Empoderando Mulheres já garantiu o reconhecimento prata da companhia entre as Empresas de Grande Porte. A iniciativa tem o propósito de incentivar e reconhecer os esforços das empresas que promovem a cultura da equidade de gênero e o empoderamento da mulher no País, e é reconhecida pela Organização das Nações Unidas (ONU). A edição contou com 181 empresas inscritas e 61 vencedoras.
- Prêmio Nacional de Qualidade de Vida – A Enel foi uma das vencedoras da premiação que promove o reconhecimento de empresas que possuem práticas de excelência e obtêm êxito na melhoria da saúde, bem-estar e qualidade de vida de seus colaboradores.
- Prêmio Top Employer – A abrangente e independente pesquisa revelou que Enel Brasil oferece condições de trabalho excelentes, promove e desenvolve o talento de todos os níveis da empresa, e demonstrou que é líder no ambiente de RH, esforçando-se para melhorar continuamente as suas práticas de RH e se desenvolver, sempre.

8

## **RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES**

### **AUDITORIA INDEPENDENTE**

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381, informamos que os auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S.S ("EY"), não prestaram durante o exercício de 2019 outros serviços que não os relacionados com auditoria externa. A remuneração total da EY pelos serviços prestados de auditoria externa em 2019 foi de R\$ 1.384.074,00.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a política de atuação da Companhia se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

10

## **INFORMAÇÕES CORPORATIVAS**

### **Composição do Conselho de Administração**

- Britaldo Pedrosa Soares - Presidente / Independente
- Nicola Cotugno - Vice-Presidente
- Antonio Basilio Pires de Carvallho Albuquerque
- Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
- Bernardino Jesus Brito
- Guilherme Gomes Lencastre
- Hélio Lima Magalhães – Independente
- Márcia Sandra Roque Vieira

### Composição da Diretoria Estatutária

- Max Xavier Lins - Diretor-Presidente
- Monica Hodor - Diretora de Administração, Finanças e Controle e Diretora de Relações com Investidores
- Rosario Zaccaria - Diretor de Infraestrutura e Redes
- Marcia Sandra Roque Vieira Silva – Diretora de Mercado
- Déborah Meirelles Rosa Brasil – Diretora Jurídica
- Vago – Diretoria de Pessoas e Organização
- Anna Paula Hiotte Pacheco – Diretora de Regulação
- José Nunes de Almeida Neto – Diretor de Relações Institucionais
- Márcia Massotti Carvalho – Diretora de Sustentabilidade
- Flavia da Silva Baraúna – Diretora de Serviços
- Margot Frota Cohn Pires – Diretora de Compras
- Janaina Savino Vilella – Diretora de Comunicação

### Relações com Investidores

- Monica Hodor - Diretora de Relações com Investidores
- Daniel Spencer Pioner - Relações com Investidores  
[ri.eletropaulo@enel.com](mailto:ri.eletropaulo@enel.com)

### Contador Responsável

- Renato Resende Paes - CRC - SP308201

## **RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

Ao Conselho de Administração e Acionistas da  
**Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.**  
Barueri - SP

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações contábeis da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (Companhia) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

### **Base para opinião**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### **Principais assuntos de auditoria**

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis”, incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

### **Infraestrutura da concessão**

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia mantém registrados saldos de ativo contratual, ativo financeiro e intangível da concessão nos montantes de R\$ 466.563 mil, R\$ 4.532.124 mil, R\$ 4.240.506 mil, respectivamente que, em conjunto, representam a infraestrutura da concessão.

O custo da infraestrutura é uma parte importante da fórmula para definição da tarifa a ser cobrada pela Companhia, nos termos do Contrato de Concessão. As regras para definição da infraestrutura remunerada através da tarifa e sua mensuração são estabelecidas pelo Poder Concedente e passíveis de julgamento, e não necessariamente estão alinhadas com práticas contábeis adotadas no Brasil e IFRS. Essas regras regulatórias podem levar ao registro como infraestrutura gastos que, eventualmente, não poderiam ser classificados como tal de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e IFRS, ou não considerar gastos capitalizados de acordo com essas práticas contábeis, quando dos processos tarifários.

Durante o ano de 2019, a Companhia capitalizou gastos em infraestrutura no montante de R\$ 746.422 mil, líquido das obrigações especiais. Este assunto está divulgado na nota 10 às demonstrações contábeis.

Adicionalmente, a mensuração do ativo financeiro, no montante de R\$ 4.532.124 mil em 31 de dezembro de 2019, leva em consideração revisões tarifárias periódicas realizadas pelo Poder Concedente que ocorrem apenas a cada 4 anos, assim como premissas definidas pela Administração para os anos que não ocorre tal revisão.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista as especificidades e subjetividade atreladas ao processo de capitalização de gastos com infraestrutura e à mensuração do ativo financeiro, assim como a relevância dos valores envolvidos.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros:

- Efetuamos os testes de desenho e eficácia operacional dos controles internos da Companhia para determinar os valores de capitalização de gastos com infraestrutura e à mensuração do ativo financeiro, incluindo os controles sobre a revisão da administração sobre as premissas para definição dos valores a serem capitalizados;
- A avaliação das políticas da Companhia para a definição dos investimentos em infraestrutura, incluindo o rateio dos custos indiretos e as políticas estabelecidas pela Companhia para a tal contabilização;
- A avaliação da capitalização de serviços tomados para os projetos e componentes menores, quando comparado com os dados históricos e o exame em base de testes, da documentação suporte para os gastos incorridos durante o exercício de 2019 com base nessas políticas;
- Realizamos o recálculo da determinação e atualização do ativo financeiro realizado pela Companhia, discutimos as premissas utilizadas pela Administração, confrontando com informações externas do mercado e estabelecidas pelo Poder Concedente, assim como observamos as variações ocorridas na última revisão periódica, ocorrida em 2019;
- A avaliação dos resultados da última revisão tarifária periódica e de seus efeitos nos livros contábeis da Companhia;
- Avaliamos a adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre a infraestrutura de concessão incluídas na nota 10 das demonstrações contábeis.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os critérios determinados pela Administração da Companhia para definição dos gastos elegíveis a capitalização como custo da infraestrutura e sua mensuração, e as premissas utilizadas na determinação e avaliação do ativo financeiro, assim como as respectivas divulgações na nota 10, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

### ***Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS***

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possui 2 (dois) processos judiciais que discutem a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, sendo que 1 (um) desses processos teve a publicação do trânsito em julgado, durante o exercício de 2019. Amparada na avaliação de seus assessores jurídicos e na melhor estimativa contábil, a Companhia realizou o registro de um ativo de PIS e COFINS a recuperar no montante de R\$ 5.005.317 mil e um passivo de R\$ 4.974.076 mil, por entender que os montantes a serem ressarcidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico. Este assunto está divulgado na nota 20 às demonstrações contábeis.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista que ainda existem divergências entre as decisões judiciais e posicionamento da Receita Federal quanto à metodologia de cálculo dos créditos em questão, grande volume de documentação de anos anteriores a ser levantada pela Companhia para suportar o mesmo assim como pela ausência de precedentes e posicionamento do órgão regulador (ANEEL) a respeito da necessidade de devolução de parte dos créditos levantados aos consumidores do segmento de distribuição.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros:

- Realizamos o recálculo para determinação dos valores a serem registrados, e discutimos a metodologia adotada pela Administração para fins de mensuração dos montantes a serem registrados;
- Confirmação dos processos judiciais com os advogados externos da Companhia, e suas avaliações sobre o tema;
- Envolvimento de nossos especialistas de tributos para avaliação dos processos judiciais envolvendo o tema, e os reflexos de suas decisões para Companhia;
- Obtenção e discussão com a Companhia acerca das opiniões dos seus consultores legais e dos memorandos técnicos suportando a constituição do passivo para ressarcimento dos montantes aos consumidores, e o seu tratamento contábil. Envolvimento de nossos especialistas de tributos para avaliar a adequação da mensuração e do tratamento contábil desse passivo, bem como seus efeitos fiscais.
- Avaliamos a adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS incluídas na nota 20 das demonstrações contábeis.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os critérios e premissas adotadas pela Administração da Companhia para o reconhecimento do PIS e Cofins a Recuperar e o respectivo passivo a restituir a consumidores, oriundos da decisão de exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, assim como as respectivas divulgações na nota 20, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

### ***Realização do imposto de renda e contribuição social diferidos***

Durante o exercício de 2019, a Companhia realizou a incorporação de sua controladora direta a Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. Como consequência da incorporação, a Companhia poderá deduzir fiscalmente o benefício fiscal da amortização da mais-valia dos ativos líquidos registrados na Enel Sudeste, no valor de R\$ 5.533.995 mil. Essa mais-valia resultou em um benefício econômico pela redução futura de tributos no valor de R\$ 1.881.558 mil, a ser



Building a better

amortizado até 2058, considerando o prazo de concessão vigente e a expectativa de renovação do mesmo. Este assunto está divulgado na nota 1.3 às demonstrações contábeis.

Após a incorporação, em 31 de dezembro de 2019, o saldo de imposto de renda e da contribuição social diferidos ativos registrados pela Companhia totalizam R\$ 4.327.475 mil, os quais encontram-se divulgados nas notas explicativas 9 às demonstrações contábeis, juntamente com a informação de que a administração da Companhia considera que sua estimativa de realização envolve a necessidade de julgamento contábil crítico em relação ao reconhecimento contábil desses ativos e suas futuras realizações.

O monitoramento desse assunto foi significativo para a nossa auditoria, tendo em vista que o processo de estimativa de realização desses tributos é complexo e envolve a utilização de diversas premissas para estimar o montante e o correspondente exercício no qual os referidos tributos diferidos serão realizados no curso normal das operações da Companhia.

Essas estimativas estão apoiadas na realização de estudos de projeção de rentabilidade futura, preparados pela administração, os quais incluem previsões de condições futuras de mercado e de negócios, relacionados ao ambiente de negócios em que a Companhia atua, que possibilitarão a realização desses tributos diferidos nos próximos exercícios.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros:

- Revisão das projeções de rentabilidade futura preparadas pela administração, assim como a consistência dessas projeções com os dados históricos de estimativas passadas e, também, com as efetivas realizações das mesmas;
- Com auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas avaliamos as premissas e metodologia usadas pela Companhia quando da preparação dessas estimativas de rentabilidade futura;
- Envolvemos nossos especialistas de tributos, para avaliação da dedutibilidade do benefício fiscal gerado na transação de incorporação reversa, bem como as documentações requeridas para que a operação, em sua forma, permita a dedutibilidade;
- Também, avaliamos a adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre os critérios de reconhecimento e a estimativa de realização dos tributos diferidos incluídas nas notas explicativas 9 às demonstrações contábeis.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os critérios e premissas adotadas pela administração para realização dos tributos diferidos mediante disponibilidade de lucros tributáveis futuros, assim como as respectivas divulgações na nota 9, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

## **Outros assuntos**

### *Demonstração do valor adicionado*

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos

nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor**

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### **Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis**

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

Na elaboração das demonstrações contábeis, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

### **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e

suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 19 de fevereiro de 2020

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S.S.  
CRC-2SP034519/O-6

Adilvo França Junior  
Contador CRC – 1BA021419/O-4-T-SP



## BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais)

	<u>Notas</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.280.195	936.678
Investimentos de curto prazo	4	5.496	4.756
Consumidores, revendedores e outros	5	2.447.175	2.323.574
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	8	68.086	23.293
Outros tributos compensáveis	8	697.049	129.414
Contas a receber - acordos	6	216.840	192.431
Ativo financeiro setorial	11	1.608.152	1.809.234
Outros créditos		195.581	227.827
Almoxarifado		15.830	31.465
Serviços em curso		188.528	139.003
Despesas pagas antecipadamente		33.166	43.140
<b>TOTAL ATIVO CIRCULANTE</b>		<b>6.756.098</b>	<b>5.860.815</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, revendedores e outros	5	25.920	25.058
Ativo financeiro setorial	11	444.594	836.557
Operação com instrumento derivativo	30.1	49.881	-
Outros tributos compensáveis	8	4.495.140	84.967
Tributos e contribuições sociais diferidos	9	4.327.475	2.159.671
Depósitos vinculados	17	808.869	539.358
Contas a receber - acordos	6	8.605	10.882
Outros créditos		41.713	47.308
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	10.1	466.563	634.918
Ativo financeiro da concessão	10.2	4.532.124	3.795.279
Investimento		41.250	45.377
Imobilizado arrendado	15	230.806	66.329
Intangível	10.3	4.240.506	4.448.061
<b>TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>19.713.446</b>	<b>12.693.765</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>26.469.544</b>	<b>18.554.580</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	31.12.2019	31.12.2018
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	12	1.865.919	1.625.422
Empréstimos e financiamentos	14	230.884	437.652
Debêntures	14	42.624	239.953
Obrigações por arrendamentos	15	69.848	31.254
Subvenções governamentais		3.273	4.083
Outros tributos a pagar	13	515.091	497.503
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		214.054	358
Obrigações sociais e trabalhistas		134.354	190.358
Encargos setoriais	18	419.534	404.688
Obrigações com benefícios pós-emprego	16	12.358	11.160
Contas a pagar - acordo Eletrobras	19	342.811	-
Provisão para processos judiciais e outros	17	348.486	520.852
Reserva de reversão		7.342	7.342
Operação com instrumento derivativo	30.1	1.274	-
Outras obrigações		295.140	255.919
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	20	578.763	-
Passivo financeiro setorial	11	957.969	1.229.323
<b>TOTAL PASSIVO CIRCULANTE</b>		<b>6.039.724</b>	<b>5.455.867</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Empréstimos e financiamentos	14	43.539	55.717
Debêntures	14	3.570.365	3.333.010
Obrigações por arrendamentos	15	192.034	47.602
Subvenções governamentais		5.215	8.488
Obrigações com benefícios pós-emprego	16	5.982.423	3.895.506
Contas a pagar - acordo Eletrobras	19	1.019.775	-
Provisão para processos judiciais e outros	17	573.606	1.965.093
Encargos setoriais	18	34.553	38.689
Obrigações sociais e trabalhistas		-	401
Reserva de reversão		44.056	51.399
Outras obrigações		77.597	19.802
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	20	4.395.313	-
Passivo financeiro setorial	11	522.128	802.026
<b>TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>16.460.604</b>	<b>10.217.733</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital social	21.1	3.079.525	2.823.486
Reservas de capital	21.4	2.268.430	691.470
Ações em tesouraria	21.2	-	(49.236)
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	21.5	(2.217.271)	(781.506)
Reservas de lucros:			
Reserva legal		196.766	196.766
Reserva especial para reforço de capital de giro	21.6	171.137	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	21.6	470.629	-
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>3.969.216</b>	<b>2.880.980</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>26.469.544</b>	<b>18.554.580</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais, exceto resultado por ação)

	<b>Notas</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>23</b>	<b>14.704.049</b>	<b>14.489.839</b>
<b>CUSTOS OPERACIONAIS</b>			
<b>Custo com energia elétrica</b>			
Energia elétrica comprada para revenda	24	(7.940.730)	(8.075.460)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA	24	(292.901)	(254.867)
Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	24	(1.672.827)	(1.579.054)
<b>Custo de operação</b>			
Pessoal e administradores		(739.814)	(1.016.067)
Entidade de previdência privada		(26.502)	(20.680)
Serviços de terceiros		(509.266)	(596.880)
Material		(58.722)	(71.705)
Custo de construção		(730.752)	(1.266.166)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	7	(231.437)	(57.422)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida		(57.745)	(277.407)
Depreciação e amortização		(649.972)	(558.887)
Outras receitas e despesas operacionais	25	(75.228)	(172.948)
<b>TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS</b>		<b>(12.985.896)</b>	<b>(13.947.543)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO BRUTO)</b>		<b>1.718.153</b>	<b>542.296</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas financeiras	26	316.706	176.357
Despesas financeiras	26	(866.319)	(1.168.403)
Variações cambiais, líquidas	26	(754)	931
<b>TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO</b>		<b>(550.367)</b>	<b>(991.115)</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO</b>		<b>1.167.786</b>	<b>(448.819)</b>
Imposto de renda	27	22.287	-
Contribuição social diferida	9.4/27	(109.325)	35.353
Imposto de renda diferido	9.4/27	(303.681)	98.205
<b>TOTAL DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO</b>		<b>(390.719)</b>	<b>133.558</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>777.067</b>	<b>(315.261)</b>
<b>Lucro (Prejuízo) líquido básico/diluído por ação ordinária</b>	<b>22.1</b>	<b>3,93517</b>	<b>(1,81282)</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Valores expressos em milhares de Reais)

	2019	2018
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>777.067</b>	<b>(315.261)</b>
<b>Outros resultados abrangentes:</b>		
<b>- Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado</b>		
Ajuste de avaliação atuarial - Previdência privada	(2.072.375)	(78.153)
Ajuste de avaliação atuarial - FGTS - PIA (multa 40%)	(24.897)	(3.256)
Imposto de renda e contribuição social sobre ajustes de avaliações atuariais	713.072	27.680
<b>- Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado</b>		
Valor justo de hedge de fluxo de caixa	40.650	-
Imposto de renda e contribuição social sobre valor justo de hedge de fluxo de caixa	(13.820)	-
<b>TOTAL DOS RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDO DE TRIBUTOS</b>	<b>(580.303)</b>	<b>(368.990)</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais)

Notas	Reservas de capital					Reservas de lucros				Total do patrimônio líquido	
	Capital social	Opções de ações outorgadas	Benefício fiscal proveniente de incorporação	Outras reservas de capital	Ações em tesouraria	Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	Reserva legal	Reserva especial para reforço de capital de giro	Proposta de distribuição de dividendos adicionais		Lucros (prejuízos) acumulados
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>1.323.486</b>	<b>22.441</b>	<b>670.897</b>	-	<b>(49.236)</b>	<b>(646.685)</b>	<b>248.984</b>	<b>238.545</b>	-	<b>(56.594)</b>	<b>1.751.838</b>
<b>Resultado abrangente total:</b>											
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(315.261)	(315.261)
Ajuste de avaliação atuarial (previdência privada e multa FGTS)	-	-	-	-	-	(81.409)	-	-	-	-	(81.409)
Imposto de renda e contribuição social sobre ajuste de avaliação atuarial	9.4	-	-	-	-	27.680	-	-	-	-	27.680
<b>Transações com os acionistas:</b>											
Remuneração com base em ações	-	(1.868)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.868)
Aumento de capital	1.500.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.500.000
<b>Mutações internas do patrimônio líquido:</b>											
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	(122.866)	-	-	-	122.866	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial	9.2	-	-	-	-	41.774	-	-	-	(41.774)	-
Absorção de prejuízo pela reserva estatutária	21.6	-	-	-	-	-	-	(238.545)	-	238.545	-
Absorção de prejuízo pela reserva legal	21.6	-	-	-	-	-	(52.218)	-	-	52.218	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>2.823.486</b>	<b>20.573</b>	<b>670.897</b>	-	<b>(49.236)</b>	<b>(781.506)</b>	<b>196.766</b>	-	-	-	<b>2.880.980</b>
<b>Resultado abrangente total:</b>											
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	777.067	777.067
Ajuste de avaliação atuarial (previdência privada e multa FGTS)	16	-	-	-	-	(2.097.272)	-	-	-	-	(2.097.272)
Imposto de renda e contribuição social sobre ajuste de avaliação atuarial	9.4	-	-	-	-	713.072	-	-	-	-	713.072
Valor justo de hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	40.650	-	-	-	-	40.650
Imposto de renda e contribuição social sobre valor justo de hedge de fluxo de caixa	9.4	-	-	-	-	(13.820)	-	-	-	-	(13.820)
<b>Transações com os acionistas:</b>											
Aumento de capital	1.2	256.039	-	-	-	-	-	-	-	-	256.039
Cancelamento de ações em tesouraria	1.2	-	(28.663)	-	49.236	-	-	-	-	-	-
Resgate compulsório das ações remanescentes	1.2	(20.573)	(255.909)	-	-	-	-	-	-	-	(255.909)
Dividendo mínimo obrigatório	21.6	-	-	-	-	-	-	-	-	(213.923)	(213.923)
Enel Sudeste - Benefício fiscal proveniente da incorporação	1.2	-	1.881.558	-	-	-	-	-	-	-	1.881.558
Enel Sudeste - Incorporação - Acervo cindido	1.2	-	-	547	-	-	-	-	-	-	547
Dividendos não resgatados pelos acionistas - prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	227	227
<b>Mutações internas do patrimônio líquido:</b>											
Proposta de dividendo adicional proposto - excedente ao mínimo obrigatório	21.6	-	-	-	-	-	-	470.629	-	(470.629)	-
Constituição de reserva especial para reforço de capital de giro	21.6	-	-	-	-	-	-	171.137	-	(171.137)	-
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	(118.781)	-	-	-	118.781	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial	9.2	-	-	-	-	40.386	-	-	-	(40.386)	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>3.079.525</b>	-	<b>2.267.883</b>	<b>547</b>	-	<b>(2.217.271)</b>	<b>196.766</b>	<b>171.137</b>	<b>470.629</b>	-	<b>3.969.216</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais)

	2019	2018
<b>Atividades operacionais:</b>		
Lucro (Prejuízo) líquido do exercício	777.067	(315.261)
<b>Ajustes para conciliar o lucro (prejuízo) líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais:</b>		
Depreciação e amortização	649.972	558.887
Variações monetárias	(19.341)	7.146
Atualização do ativo financeiro da concessão	(280.976)	(121.293)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	246.511	79.899
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	85.827	450.912
Atualização acordo Eletrobras	99.914	101.443
Custo de empréstimos e debêntures (encargos de dívidas)	304.471	407.117
Juros sobre obrigações de arrendamento	23.693	-
Juros sobre operação com instrumento derivativo	(92)	-
Benefícios pós-emprego	336.310	478.773
Receita de aplicação financeira em investimentos de curto prazo	(1.761)	(834)
Baixa de ativo financeiro, intangível da concessão e imobilizado	60.814	74.948
Tributos e contribuições sociais diferidos	413.006	(133.558)
Ações e opções de ações outorgadas	-	(1.868)
<b>Redução (aumento) dos ativos:</b>		
Consumidores, revendedores e outros	(332.028)	(329.081)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(22.753)	25.200
Outros tributos compensáveis	(4.977.808)	(72.949)
Almoxarifado	15.635	(1.283)
Serviços em curso	(49.525)	15.029
Contas a receber - acordos	(60.754)	(92.031)
Despesas pagas antecipadamente	9.974	(6.073)
Outros créditos	25.779	61.080
Ativo financeiro setorial	593.045	(908.031)
<b>Aumento (redução) dos passivos:</b>		
Fornecedores	273.681	(140.950)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	4.974.076	-
Outros tributos a pagar	35.393	44.551
Obrigações sociais e trabalhistas	(56.405)	70.443
Encargos setoriais	32.913	(33.540)
Outras obrigações	90.220	4.201
Passivo financeiro setorial	(551.252)	198.498
	<b>2.695.606</b>	<b>421.375</b>
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	(301.958)	(320.347)
Pagamento de juros de obrigações por arrendamento financeiro	(18.181)	-
Pagamento de juros de operações com derivativo	(7.865)	-
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(16.672)	(15.272)
Pagamento de obrigações com benefícios pós-emprego	(345.467)	(360.616)
Pagamento de processos judiciais e outros	(108.416)	(131.403)
Pagamento de contas a pagar - acordo Eletrobras	(337.909)	-
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	50	-
<b>Caixa líquido (usado) gerado nas atividades operacionais</b>	<b>1.559.188</b>	<b>(406.263)</b>
<b>Atividades de investimentos:</b>		
Adições para ativo contratual, financeiro e intangível da concessão	(871.551)	(1.353.935)
Consumidores participação financeira	118.248	65.706
Aplicações em investimento de curto prazo	(3.446)	(55.661)
Resgates de investimento de curto prazo	4.405	55.569
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(236.237)	69.744
Recebimento de venda de ativo imobilizado e intangível	11.757	547
<b>Caixa líquido usado nas atividades de investimentos</b>	<b>(976.824)</b>	<b>(1.218.030)</b>
<b>Atividades de financiamentos:</b>		
Ingresso de novos empréstimos e debêntures	2.215.000	4.864.817
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	(2.380.716)	(4.330.947)
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	(19.800)	(31.578)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(53.461)	(37.080)
Aumento de capital	256.039	1.500.000
Resgate compulsório de ações	(255.909)	-
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	-	(1.688)
<b>Caixa líquido gerado nas atividades de financiamentos</b>	<b>(238.847)</b>	<b>1.963.524</b>
<b>Varição no caixa líquido da Companhia</b>	<b>343.517</b>	<b>339.231</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	936.678	597.447
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>1.280.195</b>	<b>936.678</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Valores expressos em milhares de Reais)

	2019	2018
<b>1. RECEITAS</b>	<b>23.948.365</b>	<b>24.040.103</b>
<b>Receita bruta de venda de energia e outras receitas</b>	<b>24.179.802</b>	<b>24.097.525</b>
Fornecimento de energia elétrica	11.854.330	11.609.362
Outras receitas - originadas de contratos com clientes	10.627.044	9.153.214
Outras receitas	967.676	2.068.783
Receita relativa à construção de ativos próprios	730.752	1.266.166
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(231.437)	(57.422)
<b>2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>	<b>(12.160.892)</b>	<b>(13.121.135)</b>
Materiais	(353.801)	(678.971)
Outros custos operacionais	(83.654)	(376.221)
Custo da energia comprada e transmissão	(10.874.735)	(10.917.608)
Serviços de terceiros	(848.702)	(1.148.335)
<b>3. VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>11.787.473</b>	<b>10.918.968</b>
<b>4. RETENÇÕES</b>	<b>(649.972)</b>	<b>(558.887)</b>
Depreciação e amortização	(649.972)	(558.887)
<b>5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	<b>11.137.501</b>	<b>10.360.081</b>
<b>6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>	<b>316.706</b>	<b>176.357</b>
Receitas financeiras	316.706	176.357
<b>7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<b>11.454.207</b>	<b>10.536.438</b>
<b>8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>	<b>11.454.207</b>	<b>10.536.438</b>
<b>Empregados (Colaboradores)</b>	<b>756.199</b>	<b>1.054.953</b>
Salários e encargos	397.600	535.976
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados	92.972	83.755
Benefícios	232.572	372.910
FGTS	33.055	62.312
<b>Tributos (Governo)</b>	<b>9.039.563</b>	<b>8.592.304</b>
<b>Federais</b>	<b>1.632.503</b>	<b>952.395</b>
Imposto de renda e contribuição social	390.719	(133.558)
COFINS	929.813	808.628
PIS	200.911	175.217
INSS	75.718	70.264
Encargos sociais - Outros	35.342	31.844
<b>Estaduais</b>	<b>4.142.639</b>	<b>3.810.523</b>
ICMS	4.133.544	3.807.975
Outros	9.095	2.548
<b>Municipais</b>	<b>44.794</b>	<b>45.021</b>
ISS	188	194
IPTU	44.539	44.763
Outros	67	64
<b>Encargos setoriais</b>	<b>3.219.627</b>	<b>3.784.365</b>
CDE - Conta de desenvolvimento energético	2.514.721	2.848.952
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	135.725	129.912
Encargos do consumidor - PROINFRA	95.177	83.376
Encargos do consumidor - CCRBT	457.662	708.959
Taxa de fiscalização - ANEEL	16.342	13.166
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>	<b>881.378</b>	<b>1.204.442</b>
Juros	866.901	1.167.472
Aluguéis	14.477	36.970
<b>Remuneração de capitais próprios</b>	<b>777.067</b>	<b>(315.261)</b>
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	(78.395)	(81.092)
Dividendos	213.923	-
Lucros/prejuízos retidos	641.539	(234.169)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 1. Informações gerais

A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“Enel Distribuição São Paulo”, ou “Companhia”) é uma sociedade anônima com registro de companhia aberta Categoria “B”, controlada diretamente pela Enel Brasil S.A. (Enel Brasil), sendo esta, por sua vez, uma controlada indireta da Enel S.p.A. (sediada na Itália).

A sede da Companhia está localizada na Avenida Dr. Marcos Pentead de Ulhôa Rodrigues, nº 939, lojas 1 e 2 (térreo) e 1º ao 7º andar, Bairro Sitio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri, Estado de São Paulo, Brasil.

A Companhia está autorizada a operar como concessionária de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, principalmente para a distribuição e comercialização de energia elétrica em 24 municípios da região metropolitana da Grande São Paulo e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

O Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998, assinado em 15 de junho de 1998 (Resolução ANEEL nº 72, de 25 de março de 1998), tem prazo de duração de 30 anos.

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, tendo o primeiro processo de revisão ocorrido em 4 de julho de 2003, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 4 de julho de 2019.

#### 1.1 Revisão tarifária de 2019

A ANEEL, em reunião pública de sua Diretoria realizada em 2 de julho de 2019, deliberou sobre a revisão tarifária periódica de 2019, aplicada na tarifa a partir de 4 de julho de 2019. A ANEEL aprovou um índice de reposicionamento de +12,79% composto por (i) reposicionamento econômico de +1,72%, sendo -1,57% de Parcela A e +3,29% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +11,07%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário de -5,75%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +7,03%.

Composição	
Parcela A	-1,57%
Parcela B	3,29%
<b>Reajuste Econômico</b>	<b>1,72%</b>
CVA total	10,47%
Outros itens financeiros da Parcela A	0,60%
<b>Reajuste Financeiro</b>	<b>11,07%</b>
<b>Reajuste Total</b>	<b>12,79%</b>
Componentes financeiros do processo anterior	-5,75%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>7,03%</b>

O efeito médio de +7,03% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, sendo 8,46% e 6,48% para alta e baixa tensão, respectivamente.

Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após a Revisão Tarifária, tiveram os seguintes impactos:

- (i) **Parcela A:** Reajustada em -1,99%, representando -1,57% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:



## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

- Encargos setoriais – redução de 19,37%, representando -4,58% no reposicionamento econômico em função, principalmente, da diminuição de 7,66% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético Energia (“CDE Energia”);
  - Energia comprada – aumento de 3,69%, decorre principalmente do aumento do custo dos CCEARs, das Cotas (Lei nº 12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo da compra de energia representa 1,67% no reposicionamento econômico; e
  - Encargos de transmissão – aumento de 13,05% decorrente principalmente do reajuste da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando 1,33% no reposicionamento econômico.
- (ii) **Parcela B:** Reajustada em 15,61%, representando uma participação de 3,29% no reposicionamento econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:
- Custos Operacionais: A metodologia de definição dos custos operacionais regulatórios estabelece o método de benchmarking para a definição do nível eficiente de custos que são reconhecidos nas tarifas. Para a Companhia, o resultado foi o estabelecimento de um custo operacional nesta revisão superior em 5,12% ao atualmente praticado na tarifa, contribuindo para uma participação de 0,56% no reposicionamento econômico;
  - Custo Anual dos Ativos: corresponde à remuneração do capital, quota de reintegração regulatória e anuidades dos ativos não elétricos. A remuneração apresentou aumento de 33,65% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 1,80%, em virtude do aumento da Base de Remuneração Líquida. A quota de reintegração regulatória apresentou variação positiva de 25,82% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,81%, devido ao aumento da Base de Remuneração Bruta e alteração da taxa de depreciação regulatória. As anuidades apresentaram aumento de 74,22% em relação aos valores atualmente contidos nas tarifas, com impacto de 0,69% na revisão, por ocasião da atualização dos parâmetros regulatórios adotados para seu cálculo e atualização da Base de Remuneração Regulatória.
  - Receitas Irrecuperáveis: apresentou variação positiva de 2,31% em relação aos valores atualmente nas tarifas, com impacto de 0,03% no reposicionamento econômico, resultante da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Companhia e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.
  - Outras Receitas: apresentaram variação de 96,82%, representado um impacto negativo de -0,60% no reposicionamento econômico, explicado pela mudança na forma de repasse das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que no 3º ciclo tarifário (julho de 2011 a junho de 2015) eram contabilizadas como obrigações especiais e no 4º ciclo tarifário (julho de 2015 a junho de 2019) foram provisionadas como Passivo Regulatório, cuja amortização iniciou a partir da presente Revisão Tarifária – vide nota explicativa nº 11.2.

Por fim, vale destacar que foram definidas as componentes do Fator X que serão deduzidas da variação do IGP-M na atualização anual dos custos da Parcela B da Companhia:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -2,07%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B, representando um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual.

Fora estes efeitos, anualmente é apurado o Fator XQ, de incentivo à melhoria da qualidade, que nesta Revisão foi apurado em -1,03%.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

- (iii) **Componentes financeiros:** Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizaram um montante de R\$ 1.707.930, dentre os quais R\$ 619.537 se referem à cobertura tarifária para custos futuros de risco hidrológico. O valor de componentes financeiros contempla o aumento de custos de encargos setoriais, câmbio e risco hidrológico ocorridos após o reajuste tarifário.

### 1.2 Oferta Pública de Aquisição de Ações (OPA), resgate compulsório e conversão de categoria

No dia 26 de junho de 2019, a Companhia comunicou ao mercado fato relevante, que a Enel Brasil S.A., então controladora indireta, protocolou junto à Comissão de Valores Mobiliários - CVM pedido de registro de Oferta Pública de Aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia, para o cancelamento do registro de companhia aberta da Enel Distribuição São Paulo perante a CVM sob categoria "A" e conversão para a categoria "B" ("Conversão de registro").

Em 17 de outubro de 2019, foi aprovado pela CVM o pedido de registro de oferta pública e, dessa forma, no dia 21 de outubro de 2019, a Enel Brasil S.A. lançou Edital da Oferta Pública de Aquisição de Ações ("OPA" ou "Oferta").

A Oferta foi destinada às 8.133.352 ações ordinárias em circulação da Companhia, correspondentes a 4,056% do capital social total, isto é, até a totalidade das ações ordinárias, exceto por aquelas detidas direta ou indiretamente pela Enel Brasil e as ações em tesouraria.

Em 6 de novembro de 2019, em Assembleia Geral Extraordinária "AGE", foi aprovada a Conversão do Registro da Companhia junto à CVM da categoria "A" para a categoria "B", condicionada à conclusão de oferta, conforme etapas detalhadas a seguir:

**OPA:** Em 21 de novembro de 2019, foi realizado o leilão para aquisição de ações, com o seguinte resultado: (i) a Enel Brasil S.A. adquiriu 2.959.302 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 1,48% do seu capital social total; e (ii) remanesceram em circulação 5.174.050 ações ordinárias, representativas de 2,58% do seu capital social total ("ações remanescentes").

A Enel Brasil S.A. adquiriu as 2.959.302 ações ordinárias pelo preço unitário de R\$ 49,39 (expresso em reais), totalizando o valor de R\$ 146.160, liquidadas financeiramente em 25 de novembro de 2019. O preço ofertado de R\$ 49,39 (expresso em reais) por ação, conforme requerido pela CVM, foi correspondente ao valor de R\$ 45,22 (expresso em reais) por ação praticado na data de liquidação da Oferta Pública Voluntária Concorrente para Aquisição do Controle da Companhia ("OPA para Aquisição de Controle"), ocorrida no dia 07 de junho de 2018, atualizado pela Taxa SELIC até a data de liquidação da atual Oferta.

Como consequência, no dia seguinte a realização do leilão, em 22 de novembro de 2019, a Companhia deixou de ser negociada no segmento de listagem Novo Mercado.

**Resgate compulsório:** Em 26 de novembro de 2019, foi aprovado em AGE o resgate compulsório das ações remanescentes ("resgate compulsório") do processo da OPA. Desse modo, conforme etapa prevista no edital de oferta, foram resgatadas e posteriormente canceladas pela Companhia, todas as 5.174.050 ações ordinárias em circulação, representativas de 2,58% do seu capital social total. O preço por ação foi de R\$49,46 (expresso em reais), correspondente ao preço de liquidação da Oferta, atualizado por SELIC até a data do pagamento do resgate compulsório, realizado pela Companhia em 5 de dezembro de 2019 no valor de R\$ 255.909. O montante total referente ao resgate compulsório foi registrado contra a conta de reserva de capital, sem redução do capital social.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

**Conversão de categoria:** Em 3 de dezembro de 2019, a CVM aprovou o pedido de conversão do registro de companhia aberta da companhia da categoria “A” para “B”. Desse modo, as ações da Companhia passaram a não ser mais admitidas à negociação em mercados regulamentados de valores mobiliários, incluindo B3.

### **Aumento de capital social**

Em 03 de dezembro de 2019, por meio de Termo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), a Enel Brasil antecipou para a Companhia o valor de R\$ 256.039 cujo objetivo principal foi a liquidação do resgate compulsório de ações, ocorrido em 5 de dezembro de 2019. O AFAC ocorreu, tendo em vista o prazo eventualmente necessário à efetivação da transferência para a Companhia dos recursos que seriam obtidos no âmbito de um aumento de capital. A totalidade do recurso foi utilizado para aumento de capital social da Companhia, mediante emissão de um total de 5.184.015 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, com preço de emissão de R\$ 49,39 (expresso em reais) cada. O AFAC teve natureza irrevogável e irretroatável, e entre a data de assinatura do termo até a data da efetiva capitalização, o valor adiantado como AFAC não esteve sujeito a juros remuneratórios, correção monetária ou qualquer outro tipo de remuneração.

Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração homologou o aumento de capital social da Companhia, conforme os termos do AFAC. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019 o capital social da Companhia é de R\$ 3.079.525, totalmente subscrito e integralizado, dividido em 197.466.862 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

### **Cancelamento das ações em tesouraria**

As ações em tesouraria foram originadas por 359 acionistas titulares que não compareceram à Assembleia Especial de Acionistas Preferencialistas de 12 de setembro de 2017, se abstiveram de votar ou não aprovaram a migração da Companhia para o Novo Mercado, e optaram pelo exercício do direito de retirada. Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento das ações mantidas em tesouraria contra a conta de reserva de capital, sem redução do capital social.

### **Reforma do estatuto social**

A seguir estão relacionadas as principais alterações no estatuto social da Companhia em decorrência da conversão do registro de companhia aberta da categoria “A” para “B”:

- Redução do número mínimo de membros do Conselho de Administração de 5 para 3 e exclusão (i) do número de membros máximos e da (ii) obrigatoriedade de eleição de membros independentes;
- Exclusão da necessidade de manifestação/aprovação do conselho de administração sobre (i) oferta pública de aquisição de ações, (ii) das políticas de transações com partes relacionadas, gestão de riscos, negociações de valores mobiliários, (iii) de indicação de membros do Conselho e seus comitês de assessoramento e Diretoria Executiva e Remuneração; e
- Extinção do Comitê de Auditoria.

Importante ressaltar que até 30 de dezembro de 2019, o Comitê de Auditoria exerceu suas atividades regularmente.

## **1.3 Reestruturação societária**

No dia 21 de outubro de 2019, a Companhia comunicou ao mercado fato relevante, informando aos seus acionistas e ao mercado em geral que o Conselho de Administração aprovou os termos e condições da proposta de Incorporação, pela Companhia, de sua controladora direta Enel Brasil

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

Investimentos Sudeste S.A. A referida Incorporação foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do Despacho nº 2.386, de 27 de agosto de 2019.

Em 6 de novembro de 2019, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a operação de incorporação reversa da Companhia com sua então controladora direta, a Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“Enel Sudeste”). A operação consistiu na incorporação, pela Companhia, da totalidade do patrimônio líquido da Enel Sudeste, a valor contábil (“Incorporação”).

A Incorporação, alinhada com a estratégia de otimização das estruturas societárias e de negócios do grupo Enel no Brasil, pretende reduzir custos em áreas administrativas e com o cumprimento de obrigações acessórias, além de tornar a administração conjunta mais eficiente, o que se espera resultar em benefícios de natureza patrimonial e financeira para o grupo Enel e a Companhia.

Como consequência dessa Incorporação, a Companhia sucedeu a Enel Sudeste a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia. Ainda, a então controladora indireta da Companhia, Enel Brasil S.A. sociedade anônima fechada, recebeu em substituição às ações de emissão da Enel Sudeste, ações de emissão da Companhia na mesma quantidade e da mesma classe e espécie das ações detidas pela Enel Sudeste. Importante mencionar que a Enel Brasil era a única acionista da Enel Sudeste.

O patrimônio líquido da Enel Sudeste foi avaliado pelo seu valor contábil na data-base de 31 de agosto de 2019, com base no laudo de avaliação para fins de incorporação, emitido por empresa de avaliação independente. A incorporação da Enel Sudeste teve eficácia a partir de 06 de novembro de 2019.

O patrimônio líquido da Enel Sudeste, na data-base de 31 de agosto de 2019, era de R\$ 8.709.292, conforme detalhado a seguir:

	<b>Enel Sudeste</b>
	<b>31.08.2019</b>
<b>ATIVO</b>	
Caixa e equivalentes de caixa	80
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	476
Investimento na Enel São Paulo	3.229.464
<u>Mais valia</u>	<u>3.340.662</u>
Outros ativos	(42.520)
Tributos e contribuições sociais diferidos - ativo	377.941
Intangível I	1.224.239
Intangível II (renovação da concessão)	4.948.962
Contingências	(1.069.072)
Tributos diferidos - passivo	(2.098.888)
Ágio (goodwill)	2.138.612
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b><u>8.709.294</u></b>
<b>PASSIVO</b>	
Impostos a recolher	2
<b><u>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u></b>	<b><u>8.709.292</u></b>

Quando da aquisição da Companhia, em junho de 2018, e atendendo às normas internacionais de contabilidade no Brasil, expressas no CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios, bem como à legislação tributária, em especial a Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014 e a Instrução Normativa da RFB nº 1.700, de 14 de março de 2017, a Enel Sudeste, registrou em seus livros contábeis, na data base de 31 de

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

dezembro de 2018, como resultado do *PPA* (\*) realizado, uma mais valia líquida de ativos e ágio no montante de R\$ 5.506.412.

(\*) O trabalho designado por “*Purchase Price Allocation*”- *PPA* (em português Alocação do Preço de Compra) tem por objetivo avaliar o valor justo dos ativos e dos passivos assumidos por um investidor na aquisição de um negócio).

O valor da mais valia registrada pela Enel Sudeste correspondeu ao resultado do *PPA* realizado, que apontou para uma mais valia originada do preço de aquisição das ações da Companhia, a qual corresponde exclusivamente ao valor justo dos ativos líquidos adquiridos e ágio (*goodwill*). Em 31 de agosto de 2019 o saldo no balanço patrimonial da Enel Sudeste da mais valia líquida e ágio, eram de R\$ 3.340.662 e R\$ 2.138.612, respectivamente.

Antes da incorporação pela Companhia, a Enel Sudeste reconheceu provisão para integridade de acordo com os conceitos das Instruções CVM 319/99 e 349/01, conforme alteradas. Dessa forma, os valores de mais valia foram transferidos para a controladora Enel Brasil e somente o benefício fiscal da amortização da mais valia do intangível da concessão foi incorporado pela Companhia. A parcela da mais valia dedutível é de aproximadamente R\$ 5.533.995, o que corresponde a um benefício fiscal de R\$ 1.881.558 (34%) para a Companhia.

Dessa forma, o total do benefício fiscal incorporado pela Companhia como resultado do processo de Reorganização, concluído em 6 de novembro de 2019, foi de R\$ 1.881.558 registrado em contrapartida à conta “Reserva de capital”, no patrimônio líquido (nota explicativa nº 21.4).

A amortização do benefício fiscal está sendo realizada, da seguinte forma:

- (i) R\$ 413.943 – até junho de 2028, representando a mais valia proporcional ao intangível da concessão.
- (ii) R\$ 1.467.615 – até junho de 2058, representando a mais valia proporcional ao valor da renovação da concessão. Nesse caso, a Administração da Companhia entende que a renovação da concessão, por mais 30 anos, embora ainda não tenha regra definida, está sob o controle, uma vez que a Companhia atende aos requisitos de renovação estabelecidos pelo Poder Concedente.

Vale ressaltar que a amortização do benefício fiscal não impacta o resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

Os impactos decorrentes da reorganização nos ativos e passivos da Companhia, em 6 de novembro de 2019, estão demonstrados a seguir:

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**  
31 de dezembro de 2019 e 2018  
(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Passos da Incorporação			06.11.2019
	06.11.2019	Saldos incorporados da Enel Sudeste	Eliminações	
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>				
Caixa e equivalentes de caixa	934.845	81	-	934.926
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	65.172	476	-	65.648
Outros ativos	5.025.689	-	-	5.025.689
<b>TOTAL ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>6.025.706</b>	<b>557</b>	<b>-</b>	<b>6.026.263</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>				
Tributos e contribuições sociais diferidos	1.808.274	1.881.558	-	3.689.832
Investimentos em controlada	-	3.399.031	(3.399.031)	-
Outros ativos	15.868.742	-	-	15.868.742
<b>TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>17.677.016</b>	<b>5.280.589</b>	<b>(3.399.031)</b>	<b>19.558.574</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>23.702.722</b>	<b>5.281.146</b>	<b>(3.399.031)</b>	<b>25.584.837</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>				
Fornecedores	1.672.734	10	-	1.672.744
Outros passivos	3.724.625	-	-	3.724.625
<b>TOTAL PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>5.397.359</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>5.397.369</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>				
<b>TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>14.760.308</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14.760.308</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>				
Capital social	2.823.486	9.201.202	(9.201.202)	2.823.486
Reservas de capital				
Reservas de capital - benefício fiscal proveniente da incorporação	670.897	-	1.881.558	2.552.455
Outras reservas de capital	20.574	-	547	21.121
Ações em tesouraria	(49.236)	-	-	(49.236)
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	(808.781)	(332.525)	332.525	(808.781)
Reservas de lucros:				
Reserva legal	196.764,00	-	-	196.764
Lucros acumulados	61.305	(3.587.541)	3.587.541	61.305
Lucro do período	630.046	-	-	630.046
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.545.055</b>	<b>5.281.136</b>	<b>(3.399.031)</b>	<b>5.427.160</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>23.702.722</b>	<b>5.281.146</b>	<b>(3.399.031)</b>	<b>25.584.837</b>

Os outros ativos e passivos existentes na data da incorporação totalizaram R\$ 547, e foram registrados em contrapartida no patrimônio líquido, como outras reservas de capital. Quanto ao benefício fiscal incorporado pela Companhia de R\$ 1.881.558, o mesmo foi registrado na rubrica de “tributos ativos diferidos em contrapartida à conta “Reserva de capital”, no patrimônio líquido. O saldo de investimento no valor de R\$3.399.033 foi objeto de eliminação, visto tratar-se do investimento que a Enel Sudeste detinha sobre a Companhia.

## 2. Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis

Em 19 de fevereiro de 2020, a Diretoria Executiva da Companhia autorizou a conclusão das presentes demonstrações contábeis, submetendo-a à análise do Conselho de Administração.

O Conselho de Administração aprovará a submissão das presentes demonstrações contábeis à Assembleia Geral Ordinária em 20 de fevereiro de 2020.

### 2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis da Companhia foram preparadas e estão sendo apresentadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de contabilidade (*Internacional Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, os quais foram aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC,

## **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM e, quando aplicáveis, as regulamentações do órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das demonstrações contábeis. Dessa forma, as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração da Companhia na sua gestão.

As demonstrações contábeis foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor (exceto quando exigido critério diferente) e ajustadas para refletir a avaliação de ativos e passivos mensurados a valor justo ou considerando a marcação a mercado, quando tais avaliações são exigidas pelas Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS).

### **2.2 Base de preparação e apresentação**

Todos os valores apresentados nestas demonstrações contábeis estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo. Devido ao uso de arredondamentos, os números apresentados ao longo dessas demonstrações contábeis podem não perfazer precisamente os totais apresentados.

#### **Continuidade operacional**

Com base nos fatos e circunstâncias existentes até a data de autorização das presentes demonstrações contábeis, a Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que suas operações têm capacidade de geração de recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Esta afirmação é baseada nas expectativas da Administração em relação ao futuro da Companhia, sendo consistentes com o seu plano de negócios. A Companhia prepara no início de cada exercício, planos de negócios que compreendem os orçamentos anuais, todos os planos de investimento de capital, os planos estratégicos e os programas de manutenção das instalações da Companhia. Os planos são acompanhados durante o exercício pelos órgãos de governança da Companhia, podendo sofrer alterações.

#### **Segmento de negócios**

A receita da Companhia é, basicamente, composta pelos serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica. Consequentemente, a Companhia concluiu que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

#### **Sistema Empresas.Net**

No quadro “Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido” do Sistema “Empresas.Net” utilizado para fins de elaboração e envio de documentos à CVM e B3, o ajuste de avaliação patrimonial, embora não corresponda a “Outros Resultados Abrangentes”, está apresentado na coluna com esta indicação, visto que não há opção mais apropriada para a apresentação no referido quadro.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 2.3 Moeda funcional, conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

#### (a) Moeda funcional e de apresentação

As demonstrações contábeis foram preparadas e estão apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações.

#### (b) Transações e saldos

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da Companhia, foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional da Companhia pela taxa de câmbio na data base dos balanços.

## 3. Políticas contábeis e estimativas

As práticas contábeis e estimativas relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a Companhia faz o uso de julgamentos e estimativas, com base nas informações disponíveis, bem como adota premissas que impactam os valores divulgados das receitas, despesas, ativos e passivos, e as divulgações de passivos contingentes. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas. A Companhia adota premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que poderá levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros na medida em que novas informações estejam disponíveis.

### 3.1 Novos pronunciamentos, interpretações e orientações

#### 3.1.1 CPC 06 (R2)/IFRS 16 – Arrendamentos

A norma estabelece princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos, exigindo que os arrendatários reconheçam todos os arrendamentos conforme um único modelo através do balanço patrimonial, ou seja, o reconhecimento do ativo de direito de uso e o passivo de arrendamento, este modelo é aplicável para substancialmente todos os contratos de arrendamentos, exceto àqueles contratos que por definição atendem ao expediente prático da norma. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos.

A Companhia adotou o CPC 06 (R2) com o efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro 2019, utilizando os expedientes práticos para os contratos de arrendamento cujo (i) prazo de duração inferior ou igual a 12 meses a partir da data de adoção inicial (curto prazo), e (ii) arrendamento para qual o ativo subjacente é de baixo valor, como celulares, impressoras e equipamentos de autoatendimento. A adoção do CPC 06 (R2) gerou um aumento do ativo pelo reconhecimento do direito de uso dos ativos arrendados (ativo imobilizado arrendado) e o respectivo aumento do passivo, conforme conciliação demonstrada a seguir:



## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

<u>Impacto na adoção inicial:</u>	Terreno	Imóveis	Veículos	Ativos de tecnologia	Outros ativos	Total
Pagamentos mínimos de arrendamento para os contratos	8.302	117.513	1.418	44.709	3.763	175.705
Impacto da taxa de desconto	(1.716)	(37.409)	(18)	(3.767)	(6)	(42.916)
Exclusão de arrendamentos de baixo valor e curto prazo	-	(15)	(1.106)	-	(3.684)	(4.805)
<b>Ativo de direito de uso</b>	<b>6.586</b>	<b>80.089</b>	<b>294</b>	<b>40.942</b>	<b>73</b>	<b>127.984</b>
<b>Passivo de arrendamento</b>	<b>(6.586)</b>	<b>(80.089)</b>	<b>(294)</b>	<b>(40.942)</b>	<b>(73)</b>	<b>(127.984)</b>

Os contratos já classificados como arrendamento financeiro em 31 de dezembro de 2018, conforme determina o CPC 06 (R1) | IAS 17, foram reclassificados em 1º de janeiro de 2019 de empréstimos e financiamentos para passivo de arrendamento.

Adicionalmente, as despesas relacionadas aos contratos de arrendamentos operacionais são reconhecidas através da despesa de amortização do direito de uso dos ativos e da despesa financeira de juros sobre as obrigações de arrendamento. O quadro a seguir demonstra os impactos no resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

<u>Impacto sobre a demonstração do resultado – aumento (redução) das despesas:</u>	2019
Despesa com depreciação e amortização	33.773
Despesa de arrendamento operacional incluída em serviços de terceiros e outras receitas e despesas operacionais	(40.881)
<b>Resultado do serviço (Lucro bruto)</b>	<b>(7.108)</b>
Despesas financeiras	11.882
Impacto de tributos e contribuições sociais diferidos	(1.623)
<b>Total - impacto na despesa líquida</b>	<b>3.151</b>

Com relação ao fluxo de caixa, o impacto foi um aumento líquido no caixa gerado pelas atividades operacionais e uma redução nas atividades de financiamento, uma vez que as amortizações das parcelas relacionadas ao principal dos passivos de arrendamentos são classificadas como atividades de financiamento. Em relação aos juros pagos, não houve mudança, permanecendo como resultado operacional.

Para maiores detalhes sobre a adoção do CPC 06 (R2) vide nota explicativa nº 15.

### 3.1.2 Revisão de normas e interpretações em vigor a partir de 1º de janeiro de 2019

A seguir, estão descritos os pronunciamentos e interpretações que entraram em vigência em 1º de janeiro de 2019, porém não impactaram as demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

- ICPC 22/IFRIC 23 – Incerteza sobre Tratamentos de Tributos sobre o Lucro: a interpretação trata da contabilização dos tributos sobre o lucro nos casos em que os tratamentos tributários envolvem incerteza que afeta a aplicação da IAS 12 (CPC 32) e não se aplica a tributos fora do âmbito do referido pronunciamento, nem inclui especificamente os requisitos referentes a juros e multas associados a tratamentos tributários incertos. A interpretação aborda especificamente o seguinte: (i) se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente, (ii) as suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais, (iii) como a entidade determina o lucro real (prejuízo fiscal), bases de cálculo, prejuízos fiscais não utilizados, créditos tributários extemporâneos e alíquotas de impostos, e (iv) como a entidade considera as mudanças de fatos e circunstâncias. A Companhia avaliou a nova interpretação e concluiu que não há incertezas significantes quando da aplicação de tratamentos fiscais que envolvam tributos sobre os lucros, e logo, a interpretação em questão não gera impactos qualitativos e quantitativos para as demonstrações contábeis.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

- CPC 48/IFRS 09 – Recursos de pagamento antecipado com compensação negativa: De acordo com o CPC 48, equivalente a norma internacional de contabilidade IFRS 09, um instrumento de dívida pode ser mensurado ao custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, desde que os fluxos de caixa contratuais sejam “somente pagamentos de principal e juros sobre o principal em aberto” (critério de SPPI) e o instrumento for mantido no modelo de negócio adequado para esta classificação. As alterações ao CPC 48 esclarecem que um ativo financeiro cumpre o critério de SPPI independentemente do evento ou circunstância que cause a rescisão antecipada do contrato e independentemente da parte que paga ou recebe uma compensação razoável pela rescisão antecipada do contrato.
- CPC 33 (R1)/IAS 19 – Alterações, reduções ou liquidação de planos: as alterações a este pronunciamento contábil abordam a contabilização quando da alteração, redução ou liquidação de um plano durante o seu período-base. Tais mudanças foram realizadas para clarificar o que deve ser feito pela companhia quando os planos são alterados, reduzidos ou liquidados durante o período-base. Dessa forma, a Companhia deve: (i) determinar o custo do serviço atual para o período remanescente após a alteração, redução ou liquidação do plano, usando as premissas atuariais utilizadas para reavaliar o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento; e (ii) determinar os juros líquidos para o período remanescente após alteração, redução ou liquidação do plano, usando o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento, bem como a taxa de desconto usada para reavaliar este passivo (ativo) líquido do benefício definido.

Tais mudanças não impactaram a Companhia, uma vez que os eventos determinados na norma supracitada não tiveram ocorrência ainda, e dessa forma, a medida que ocorrerem, é provável que impactem os planos de benefícios a empregados mantidos pela Companhia.

- Os demais pronunciamentos novos e/ou alterados já emitidos não são aplicáveis às atividades operacionais da Companhia e por conta disso a Companhia não possui a expectativa de que produza qualquer impacto sobre as demonstrações contábeis.

### 3.1.3 Normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor em 31 de dezembro de 2019

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor para períodos após a data destas demonstrações contábeis (a partir de 1º de janeiro de 2020), sendo que a Companhia não os adotou de forma antecipada:

- Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 14/2019 – Aprovado em 1º de novembro de 2019 e divulgado em 10 de dezembro de 2019: as alterações são em decorrência principalmente das alterações anuais do Ciclo 2018-2019, principalmente alterações realizadas ao CPC 00 (R2) – Estrutura conceitual, conforme descrito a seguir:

CPC 00 (R2) – Estrutura conceitual para relatórios financeiros, dentre as diversas alterações requeridas pelo pronunciamento em questão, os seguintes aspectos foram alterados: (i) conceitualiza e clarifica questões acerca do objetivo do relatório financeiro, as características qualitativas da informação financeira útil, e a descrição da entidade, bem como os seus limites; (ii) clarifica as definições de ativo, passivo, patrimônio líquido, receitas e despesas em diversos aspectos; (iii) define critérios para a inclusão de ativos e passivos nas demonstrações financeiras (reconhecimento) e orientação sobre quando removê-los (desreconhecimento); (iv) base de mensuração e orientação sobre quando e como utilizá-las; e (v) determina conceitos e estabelece orientações quanto a apresentação e divulgação das demonstrações financeiras e notas explicativas.

Adicionalmente, as alterações realizadas ao CPC 00 (R2) também impactam o conceito de materialidade, estabelecendo de forma clara a aplicação deste conceito e determinando que

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

“informação é material se sua omissão, distorção ou obscuridade pode influenciar, de modo razoável, decisões que os usuários primários das demonstrações contábeis de propósito geral tomam como base nessas demonstrações contábeis, que fornecem informações financeiras sobre o relatório específico da entidade”.

As alterações realizadas visam auxiliar o entendimento de temas específicos, melhorando a qualidade das demonstrações financeiras e as informações divulgadas. As alterações não resultarão em mudanças significativas nas demonstrações da Companhia.

- A Companhia analisou as demais normas e interpretações alteradas não vigentes e concluiu que as mesmas não impactarão de forma significativa suas práticas contábeis e consequentemente as Demonstrações Contábeis.

### 4. Caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

Caixa e equivalentes de caixa, incluem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras com liquidez imediata e estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos por apresentarem risco insignificante de variação no seu valor de mercado.

As aplicações financeiras, representadas principalmente por CDBs, que possuem conversibilidade imediata, insignificante risco de mudança de valor, montante conhecido de caixa no momento do resgate e expectativa de realização em até 90 dias são registradas como equivalentes de caixa.

De acordo com o modelo de negócios da Companhia, os saldos de caixa e equivalentes de caixa são classificados como custo amortizado pois tem como objetivo coletar os fluxos de caixa de principal e juros. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, juros e correção monetária, em contrapartida ao resultado, calculados com base no método de taxa de juros efetiva, conforme definido na data da sua contratação e curva da taxa CDI mensal.

Já quanto aos investimentos de curto prazo: (i) CDB-DI é classificado como valor justo por meio de outros resultados abrangentes, pois têm como objetivo coletar os fluxos de caixa de principal e juros pela venda (resgate), conforme a estratégia de caixa; (ii) Fundo de investimento é classificado como valor justo por meio de resultado, pois conforme regulamento o mesmo poderá investir até 95% em cotas de investimentos e, embora aplique seus recursos em papéis de curto prazo, caracterizam instrumentos de patrimônio.

Os investimentos de curto prazo são mensurados pelo seu valor justo e os juros e correção monetária são reconhecidos no resultado quando incorridos.

#### Uso de estimativas:

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras, registradas como investimentos de curto prazo, é baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de papéis similares.

Redução ao valor recuperável: exceto pelos investimentos de curto prazo (fundos de investimento), todo saldo relacionado a caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo estão sujeitos à análise de perdas esperadas de acordo com o CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos Financeiros.

Os investimentos da Companhia são realizados com base na sua política que determina a diversificação do risco de crédito, centralização de suas transações em instituições de primeira linha e estabelecimento de limites de concentração e critérios de *ratings* das principais agências de risco

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

(maiores detalhes na nota explicativa nº 30.2 b.1.1). Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 não há expectativa de perda de ativos financeiros nas instituições para os quais a Companhia possui caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo. Desse modo, não foi registrada nenhuma perda esperada associada aos ativos classificados como caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo (CDB-DI), sendo os mesmos monitorados de forma contínua pela Companhia.

<b>Caixa e equivalentes de caixa:</b>		<b>Nota</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Numerário disponível			20.074	76.330
Numerário em trânsito	4.1		205.354	76.388
CDB-DI	4.2		1.054.767	783.960
<b>Total</b>			<b>1.280.195</b>	<b>936.678</b>

<b>Investimentos de curto prazo:</b>		<b>2019</b>	<b>2018</b>
CDB-DI	4.2	3.518	861
Fundo de investimento		1.978	3.895
<b>Total</b>		<b>5.496</b>	<b>4.756</b>
<b>Total geral</b>		<b>1.285.691</b>	<b>941.434</b>

- 4.1 O numerário em trânsito representa o montante recebido de clientes, porém ainda não creditado em favor da Companhia pela instituição financeira, ou seja, estão em circulação e serão transferidos para a Companhia em D+1 ou D+2 (primeiro ou segundo dia útil após o pagamento efetuado pelo cliente). O aumento foi ocasionado principalmente pelas arrecadações dos últimos dias do mês de dezembro de 2019, que foram transferidas para a Companhia no início de janeiro de 2020, cujo os montantes foram superiores às arrecadações dos últimos dias do mês de dezembro de 2018.
- 4.2 Certificados de depósitos bancários foram remunerados em média a 95,44% do CDI no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (95,80% no exercício findo em 31 de dezembro de 2018), sendo resgatáveis a qualquer momento sem perda de rendimento, junto ao próprio emissor.

## 5. Consumidores, revendedores e outros

Incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica, valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, participação financeira do consumidor e outros serviços cobráveis na fatura de energia elétrica.

A Companhia classifica os saldos de consumidores, revendedores e outros como instrumentos financeiros mensurados ao custo amortizado, pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos. Os recebíveis da Companhia são faturados nos termos das Resoluções Normativas nº 414/2010 e 506/2012 da ANEEL, exceto a venda de energia elétrica no mercado de curto prazo que segue a Resolução Normativa nº 109/2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). Esses recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, atualizações financeiras, quando aplicáveis, e podem ser reduzidos por ajuste de redução ao valor recuperável.

### Uso de estimativas:

Receita não faturada: O cálculo da receita não faturada referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%).

Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa (Redução ao valor recuperável): Os saldos relacionados a consumidores, revendedores e outros estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia procedeu a uma mudança em um dos critérios da estimativa contábil, relacionado ao prazo para cobrança de faturas em atraso dos clientes da classe residencial de 3,5 anos para 5 anos, conforme detalhado a seguir: Em 2008, a Companhia firmou acordo com o Ministério Público, limitando o prazo de 3,5 anos para cobrança de faturas em atraso dos clientes da classe residencial. A assessoria jurídica da Companhia reavaliou o acordo firmado e as disposições nele contidas, e obteve entendimento que o prazo máximo de cobrança de faturas em atraso deve ser alterado de 3,5 anos para 5 anos para a classe residencial. Cabe destacar que a ANEEL estabelece que o prazo máximo de cobrança de faturas em atraso é de 5 anos para todas as classes. Para as demais classes de consumo, a Companhia já considerava o prazo de 5 anos.

A alteração de metodologia gerou um aumento líquido no saldo das contas a receber de R\$ 12.818 (constituído pela recomposição das faturas já baixadas para perda no valor de R\$ 227.968 e incremento da perda esperada com crédito de liquidação duvidosa no valor de R\$ 215.150) – vide nota explicativa nº 7.

Reconhecimento de perda: As baixas de recebíveis para perda são efetuadas após esgotadas todas as ações de cobrança administrativa, em que se aplica o percentual de perda de 100% após o período mencionado anteriormente (5 anos para todas as classes). Cabe ressaltar que para fins fiscais, o reconhecimento de perda permanece inalterado, obedecendo os prazos e valores definidos pelo artigo 9º da Lei nº 9.430/1996, com alterações introduzidas pelo artigo 8º da Lei nº 13.097/2015.

A composição do saldo de consumidores, revendedores e outros é como segue:

	A vencer		Vencidos			Total de consumidores, revendedores e outros	PECLD	Total 2019	
	Nota	até 30 dias	até 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias				mais de 360 dias
<b>CIRCULANTE</b>									
<b>Consumidores - distribuição de energia:</b>									
Residencial		390.213	473.405	80.023	122.957	668.872	1.735.470	(777.217)	958.253
Industrial		64.636	35.258	4.675	7.115	66.498	178.182	(62.457)	115.725
Comercial		265.278	100.333	6.339	11.453	65.579	448.982	(66.021)	382.961
Rural		220	146	15	35	81	497	(117)	380
Poderes públicos		48.503	16.648	1.011	1.114	1.734	69.010	(1.928)	67.082
Iluminação pública		7.816	1.607	-	10	40	9.473	(158)	9.315
Serviço público		32.800	40	35	9	59	32.943	(107)	32.836
Serviço cobráveis		342	918	105	3	8	1.376	(587)	789
Encargos de uso da rede		3.281	112	151	-	-	3.544	-	3.544
Fornecimento não faturado		866.332	-	-	-	-	866.332	(2.594)	863.738
Participação financeira do consumidor		-	753	36	108	14	911	-	911
<b>Revendedores e outros:</b>									
Ressarcimento - lesões de energia		11.641	-	-	-	-	11.641	-	11.641
<b>TOTAL - CIRCULANTE</b>		<b>1.691.062</b>	<b>629.220</b>	<b>92.390</b>	<b>142.804</b>	<b>802.885</b>	<b>3.358.361</b>	<b>(911.186)</b>	<b>2.447.175</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>									
<b>Consumidores - distribuição de energia:</b>									
Iluminação pública	5.1	-	-	-	-	26.114	26.114	(194)	25.920
<b>TOTAL - NÃO CIRCULANTE</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>26.114</b>	<b>26.114</b>	<b>(194)</b>	<b>25.920</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE</b>		<b>1.691.062</b>	<b>629.220</b>	<b>92.390</b>	<b>142.804</b>	<b>828.999</b>	<b>3.384.475</b>	<b>(911.380)</b>	<b>2.473.095</b>

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**  
31 de dezembro de 2019 e 2018  
(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

CIRCULANTE	Nota	A vencer	Vencidos				Total de consumidores, revendedores e outros	PECLD	Total 2018
		até 30 dias	até 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias			
<b>Consumidores - distribuição de energia:</b>									
Residencial		435.286	366.192	65.408	91.538	443.232	1.401.656	(547.958)	853.698
Industrial		71.167	45.103	3.924	7.019	53.587	180.800	(68.789)	122.011
Comercial		259.577	83.711	6.812	8.800	58.351	417.251	(66.281)	350.970
Rural		157	95	8	14	62	336	(66)	270
Poderes públicos		31.006	14.509	2.320	2.512	1.434	51.781	(3.364)	48.417
Iluminação pública		22.980	1.338	45	21	47	24.431	(99)	24.332
Serviço público		27.131	614	1	-	103	27.849	(202)	27.647
Serviço cobráveis		343	630	224	86	402	1.685	(503)	1.182
Encargos de uso da rede		3.289	-	-	-	-	3.289	-	3.289
Fornecimento não faturado		870.094	-	-	-	-	870.094	(5.763)	864.331
Participação financeira do consumidor		344	130	309	256	28	1.067	-	1.067
<b>Revendedores e outros:</b>									
Ressarcimento - leilões de energia		26.360	-	-	-	-	26.360	-	26.360
<b>TOTAL - CIRCULANTE</b>		<b>1.747.734</b>	<b>512.322</b>	<b>79.051</b>	<b>110.246</b>	<b>557.246</b>	<b>3.006.599</b>	<b>(683.025)</b>	<b>2.323.574</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>									
<b>Consumidores - distribuição de energia:</b>									
Iluminação pública	5.1	-	-	-	-	26.040	26.040	(982)	25.058
<b>TOTAL - NÃO CIRCULANTE</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>26.040</b>	<b>26.040</b>	<b>(982)</b>	<b>25.058</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE</b>		<b>1.747.734</b>	<b>512.322</b>	<b>79.051</b>	<b>110.246</b>	<b>583.286</b>	<b>3.032.639</b>	<b>(684.007)</b>	<b>2.348.632</b>

5.1 Referem-se a valores a receber de precatórios municipais. No que tange ao prazo para pagamento dos precatórios pendentes, o Projeto de Emenda Constitucional nº 212/2016, transformada na Emenda Constitucional nº 99/2017, alterou o artigo 101 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, para instituir novo regime especial de pagamento de precatórios, prorrogando o prazo final para pagamento dos precatórios de 2020 para 2024. Entretanto, de acordo com a Emenda Constitucional nº 62/2009, os municípios (do Sul e Sudeste) deverão destinar no mínimo 1,5% da receita corrente líquida para pagamento dos precatórios. Dessa forma, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, uma provisão de R\$ 194 foi contabilizada como perda esperada, através da análise individual do contrato e probabilidade de recuperação segundo os critérios e premissas adotados pela Companhia.

## 6. Contas a receber – acordos

Os saldos de contas a receber – acordos incluem os parcelamentos de consumidores em função dos programas de negociação realizados.

A Companhia classifica os saldos das contas a receber – acordos como instrumentos financeiros “custo amortizado”, pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos. Esses recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, atualizações financeiras, quando aplicáveis, e podem ser reduzidos por ajuste de redução ao valor recuperável.

### Uso de estimativas:

**Redução ao valor recuperável:** os saldos relacionados às contas a receber – acordos estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros.

O saldo total das perdas esperadas em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 224.694, calculados através da abordagem simplificada, por meio de uma matriz por idade de vencimento das contas a receber – acordos.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia procedeu uma mudança na estimativa contábil, que alterou o prazo máximo de cobrança de faturas em atraso de 3,5 anos para 5 anos para a classe residencial. Dessa forma, houve um aumento líquido no saldo de contas a receber – acordos de R\$ 913 (constituído pela recomposição de acordos vencidos no valor de R\$ 21.227, e aumento da PECLD de R\$ 20.314) – vide nota explicativa nº 7.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

A composição do saldo de contas a receber - acordos é como segue:

	Nota	2019	2018
<b>CIRCULANTE</b>			
Consumidores		439.818	373.625
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	7	(222.978)	(181.194)
<b>Saldo líquido de PECLD</b>		<b>216.840</b>	<b>192.431</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores		10.321	12.874
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	7	(1.716)	(1.992)
<b>Saldo líquido de PECLD</b>		<b>8.605</b>	<b>10.882</b>
<b>Total circulante + não circulante</b>		<b>225.445</b>	<b>203.313</b>

A abertura das contas a receber – acordos por vencimento é a seguinte:

	Saldos vencendos	Saldos vencidos		Total 2019
		até 90 dias	mais de 90 dias	
Consumidores	149.704	50.446	249.989	450.139
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	(7.966)	(13.423)	(203.305)	(224.694)
<b>Saldo líquido de PECLD - Circulante + Não Circulante</b>	<b>141.738</b>	<b>37.023</b>	<b>46.684</b>	<b>225.445</b>

	Saldos vencendos	Saldos vencidos		Total 2018
		até 90 dias	mais de 90 dias	
Consumidores	187.448	49.566	149.485	386.499
<b>Subtotal</b>	<b>187.448</b>	<b>49.566</b>	<b>149.485</b>	<b>386.499</b>
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	(42.071)	(25.621)	(115.494)	(183.186)
<b>Saldo líquido de PECLD - Circulante + Não Circulante</b>	<b>145.377</b>	<b>23.945</b>	<b>33.991</b>	<b>203.313</b>

## 7. Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa - PECLD

Conforme mencionado nas notas explicativas nº 5 e 6, houve uma mudança de estimativa contábil, alterando o prazo máximo de cobrança de faturas em atraso de 3,5 anos para 5 anos para a classe residencial, cujo impacto na perda esperada com crédito de liquidação duvidosa foi de R\$ 13.731.

O quadro a seguir demonstra o resultado da mudança de estimativa contábil:

	Nota	2019		Efeito líquido
		Recomposição das Perdas	PECLD	
Consumidores, revendedores e outros	5	227.968	(215.150)	12.818
Contas a receber - acordos	6	21.227	(20.314)	913
<b>Efeito líquido</b>		<b>249.195</b>	<b>(235.464)</b>	<b>13.731</b>

A movimentação das perdas esperadas com crédito de liquidação duvidosa é como segue:

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**  
31 de dezembro de 2019 e 2018  
(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

Rubricas de origem	Nota	Saldo inicial 31.12.2018	Provisões/ reversões	Perda	Recomposição de perdas (3,5 - 5 Anos)	Saldo final 31.12.2019
Consumidores	5	(684.007)	(207.565)	195.343	(215.151)	(911.380)
Contas a receber - acordos	6	(183.186)	(38.622)	17.428	(20.314)	(224.694)
Outros créditos - Multa rescisão contratual		(5.892)	1.148	805	-	(3.939)
Outros créditos		(1.584)	(1.472)	1.513	-	(1.543)
<b>Total</b>		<b>(874.669)</b>	<b>(246.511)</b>	<b>215.089</b>	<b>(235.465)</b>	<b>(1.141.556)</b>
Circulante		(871.695)				(1.139.644)
Não circulante		(2.974)				(1.912)
<b>Total</b>		<b>(874.669)</b>				<b>(1.141.556)</b>

Rubricas de origem	Nota	Saldo inicial 31.12.2017	Provisões	Reversões	Perda	Ajuste mudança de estimativa contábil	Saldo inicial 31.12.2018
Consumidores	5	(140.739)	(507.657)	353.682	159.412	(548.705)	(684.007)
Contas a receber - acordos	6	(190.259)	(224.402)	152.985	-	78.490	(183.186)
Outros créditos - Multa rescisão contratual		(626)	(1.244)	1.056	815	(5.893)	(5.892)
Outros créditos		(2.759)	(71)	-	2.759	(1.513)	(1.584)
<b>Total</b>		<b>(334.383)</b>	<b>(733.374)</b>	<b>507.723</b>	<b>162.986</b>	<b>(477.621)</b>	<b>(874.669)</b>
Circulante		(317.586)					(871.695)
Não circulante		(16.797)					(2.974)
<b>Total</b>		<b>(334.383)</b>					<b>(874.669)</b>

A Companhia apresenta a seguir o efeito no resultado da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa:

	Nota	2019	2018
Provisão/Reversão		(246.511)	(225.651)
Mudança por estimativa (Grupo Enel)	7.1	-	145.752
PECLD alteração de critério de perdas (3,5 - 5 Anos)		13.731	-
Receita com recuperação de perdas		1.343	22.477
		<b>(231.437)</b>	<b>(57.422)</b>

- 7.1 Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, houve uma mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotada pelo grupo Enel, cujo impacto na perda esperada com crédito de liquidação duvidosa foi de R\$ 145.752, sendo R\$ 623.373 de recomposição de perdas e R\$ 477.621 de aumento na perda esperada com crédito de liquidação duvidosa.

## 8. Tributos e contribuições sociais compensáveis

Imposto de renda e contribuição social compensáveis	Nota	2019	2018
<b>CIRCULANTE</b>			
Contribuição social		4.452	5.053
Imposto de renda	8.1	47.300	4.372
Imposto de renda retido na fonte		16.334	13.868
<b>Total</b>		<b>68.086</b>	<b>23.293</b>
<b>Outros tributos compensáveis</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
PIS e COFINS a recuperar (ICMS)	20	578.763	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS		89.978	92.491
ICMS - Compra de créditos		1.747	18.180
COFINS		20.770	14.410
PIS		5.734	4.333
INSS		57	-
<b>Total</b>		<b>697.049</b>	<b>129.414</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
PIS e COFINS a recuperar (ICMS)	20	4.426.554	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS		68.586	84.967
<b>Total</b>		<b>4.495.140</b>	<b>84.967</b>
<b>Total</b>		<b>5.192.189</b>	<b>214.381</b>



## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 8.1 Dedutibilidade das despesas com o Programa de Alimentação do Trabalhador – PAT na apuração do IRPJ

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia mantém em seus registros contábeis, crédito de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ a recuperar no valor de R\$ 44.334, sendo R\$ 22.287 de principal na rubrica “imposto de renda” e R\$ 22.047 de atualização pela SELIC na rubrica “receitas financeiras”. O referido crédito é decorrente de decisão judicial favorável transitada em julgado, proferida em ação movida pela Companhia em 2011 pleiteando o reconhecimento do seu direito ao benefício da dedução em dobro das despesas incorridas com o Programa de Alimentação dos Trabalhadores – PAT, na forma prevista na Lei 6.321/1976, bem como a repetição, através de compensação, do IRPJ recolhido indevidamente desde 2006. A Companhia apresentou o pedido de habilitação do crédito à Receita Federal do Brasil e, após seu deferimento, procederá à compensação com tributos federais.

## 9. Tributos e contribuições sociais diferidos

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias não tributáveis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico aprovado pelos órgãos da Administração da Companhia.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo fiscal corrente contra o passivo fiscal corrente.

### 9.1 Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos

	Nota	2019	2018
Diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	9.2	2.246.819	1.928.338
Benefício fiscal das incorporações	9.3	2.080.656	231.333
<b>Total dos tributos e contribuições sociais diferidos</b>		<b>4.327.475</b>	<b>2.159.671</b>

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 9.2 Saldos acumulados dos tributos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízos fiscais e bases negativas, são como segue:

Nota	Balanço patrimonial		Resultado	
	2019	2018	2019	2018
<b>Tributos diferidos ativos:</b>				
Provisão de benefício a empregados	266.093	282.077	(15.984)	(1.918)
Provisão para processos judiciais e outros	294.488	282.014	12.474	125.044
Provisão para processos judiciais e outros - acordo Eletrobras	-	544.198	(544.198)	34.491
Perda esperada para créditos de liquidação duvidosa	79.949	85.441	(5.492)	(28.250)
Provisão para materiais e serviços	13.651	15.885	(2.234)	(2.512)
Outros resultados abrangentes / ajuste avaliação atuarial	21.5	1.576.768	863.696	-
Prejuízo fiscal/Base de cálculo negativa	9.2.1	550.094	213.290	336.804
Créditos tributários sobre ágio na incorporação		165.545	248.318	(82.773)
Diferença na taxa de depreciação/amortização		59.712	66.737	(7.025)
Provisão programa de saída voluntária (PSV) / incentivo à aposentadoria (PIA)		554	24.003	(23.449)
Provisão FGTS - PIA programa de incentivo à aposentadoria (multa 40%)		42.889	35.219	7.670
Arrendamento mercantil CPC 06		1.623	-	1.623
Outros		31.450	26.355	5.095
<b>Total dos tributos diferidos ativos</b>		<b>3.082.816</b>	<b>2.687.233</b>	<b>(317.489)</b>
<b>Tributos diferidos passivos:</b>				
Ajustes de avaliação patrimonial/mais valia	21.5	(420.717)	(461.103)	40.386
Atualização do ativo financeiro da concessão		(321.778)	(226.246)	(95.532)
Atualização monetária de depósitos judiciais		(53.989)	(50.597)	(3.392)
Outros resultados abrangentes - cash flow hedge (derivativo)	21.5	(13.820)	-	-
Outros		(25.693)	(20.949)	(4.744)
<b>Total dos tributos diferidos passivos</b>		<b>(835.997)</b>	<b>(758.895)</b>	<b>(63.282)</b>
<b>Ativo fiscal diferido, líquido</b>		<b>2.246.819</b>	<b>1.928.338</b>	<b>157.529</b>
			<b>(380.771)</b>	<b>157.529</b>
Realização do benefício fiscal das incorporações			(32.235)	(23.971)
<b>Total receita (despesa) imposto de renda e contribuição social diferidos</b>			<b>(413.006)</b>	<b>133.558</b>

9.2.1 Com o trânsito em julgado das homologações dos Acordos com a Eletrobrás e com os advogados - nota explicativa nº 19, as condições previstas para início do pagamento dos acordos foram atendidas, conseqüentemente o montante envolvido passou a ser tratado como “contas a pagar”, incorrendo em aumento do prejuízo fiscal/base negativa, visto que anteriormente a tal homologação, o valor era tratado como provisão. No entanto, o referido aumento do prejuízo fiscal/base negativa foi parcialmente compensado com o lucro fiscal apurado no exercício de 2019.

### 9.3 Benefício fiscal gerado por incorporações:

Benefícios fiscais gerados pelas seguintes incorporações, registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM nºs 319/99 e 349/01, conforme alteradas:

**AES Elpa S.A. (“AES Elpa”) e Brasileira Participações S.A. (“Brasileira Participações”)** - Incorporação dos ágios das antigas controladoras AES Elpa e Brasileira Participações, oriundo da reorganização societária concluída em 30 de dezembro de 2016 realizada por meio das cisões parciais da Brasileira Participações e da AES Elpa, com a incorporação dos acervos cindidos pela Companhia.

O total do benefício fiscal incorporado pela Companhia foi de R\$ 693.897, sendo composto pelos créditos tributários sobre ágio de R\$ 413.863 e pelo benefício fiscal do ágio no montante de R\$ 280.034

**Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A (“Enel Sudeste”)** - Incorporação do benefício fiscal da mais valia (34% sobre a parcela dedutível) do intangível da concessão no montante de R\$ 1.881.558, oriundo da reorganização societária concluída em 6 de novembro de 2019, conforme detalhado na nota explicativa nº 1.3.

A composição do saldo do benefício fiscal das incorporações é como segue:

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**  
31 de dezembro de 2019 e 2018  
(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

	2019		2018	
	Ágio/Benefício fiscal	Provisão	Valor líquido	Valor líquido
<b>AES Elpa</b>				
Saldos oriundos da incorporação	515.570	(340.275)	175.295	175.295
Amortização acumulada	(134.496)	88.768	(45.728)	(30.486)
<b>Subtotal</b>	<b>381.074</b>	<b>(251.507)</b>	<b>129.567</b>	<b>144.809</b>
<b>Brasília Participações</b>				
Saldos oriundos da incorporação	308.058	(203.319)	104.739	104.739
Amortização acumulada	(80.363)	53.039	(27.324)	(18.215)
<b>Subtotal</b>	<b>227.695</b>	<b>(150.280)</b>	<b>77.415</b>	<b>86.524</b>
<b>Enel Sudeste</b>				
Saldos oriundos da incorporação	6.150.317	(4.268.759)	1.881.558	-
Amortização acumulada	(22.882)	14.998	(7.884)	-
<b>Subtotal</b>	<b>6.127.435</b>	<b>(4.253.761)</b>	<b>1.873.674</b>	<b>-</b>
<b>Total do ágio/benefício fiscal de incorporações</b>	<b>6.736.204</b>	<b>(4.655.548)</b>	<b>2.080.656</b>	<b>231.333</b>

Os ativos fiscais diferidos decorrentes das incorporações são realizados mensalmente. Vale ressaltar que tais realizações não impactam o resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

**9.4 Movimentação dos saldos de tributos e contribuições sociais diferidos:**

	2019	2018
<b>Saldo inicial</b>	<b>2.159.671</b>	<b>1.998.433</b>
Impacto no resultado do exercício	(413.006)	133.558
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	699.252	27.680
Impacto no patrimônio líquido (Benefício fiscal proveniente da incorporação)	1.881.558	-
<b>Saldo final</b>	<b>4.327.475</b>	<b>2.159.671</b>

**9.5 Estimativa de realização:**

Uso de estimativas:

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros e estimativas da Administração, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia estima a realização dos tributos diferidos ativos nos seguintes exercícios:

	Tributos e contribuições sociais diferidos ativos	Benefício fiscal das incorporações	Total
<b>Expectativa de realização:</b>			
2020	632.335	71.658	703.993
2021	353.220	71.658	424.878
2022	269.297	71.658	340.955
2023	861.841	71.658	933.499
2024	294.007	71.658	365.665
2025 em diante	672.115	1.722.366	2.394.481
<b>Total</b>	<b>3.082.816</b>	<b>2.080.656</b>	<b>5.163.472</b>

O estudo técnico de viabilidade de realização do ativo fiscal diferido da Companhia foi aprovado pelo Conselho de Administração em 7 de fevereiro de 2020.

Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

As premissas utilizadas nas projeções de resultados operacionais e financeiros e o potencial de crescimento da Companhia foram baseados nas expectativas de sua Administração em relação ao futuro da Companhia e não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimento. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com o seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos, e os ajustes decorrentes não têm sido significativos em relação aos exercícios anteriores.

### 10. Contratos de concessão público - privados

Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro e ativo intangível. Esta segregação ocorre para distinguir o compromisso de remuneração garantido pelo poder concedente e o compromisso de remuneração pelos consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público.

#### Características do contrato de concessão da Companhia

Em 15 de junho de 1998, a Companhia e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL assinaram o Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998, o qual estabelece as condições para a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, com tecnologia adequada e métodos que garantam a prestação do serviço, na sua área de concessão determinada pela Resolução ANEEL nº 72, de 25 de março de 1998. O prazo de duração do contrato de concessão é de 30 anos, a partir da data de sua assinatura. O prazo da concessão poderá ser prorrogado por igual período, sendo que a Companhia deverá efetuar o requerimento até 36 meses antes do término da concessão e a ANEEL deve manifestar-se até o 18º mês anterior ao término da concessão. A eventual prorrogação estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas no Contrato de Concessão, a critério da ANEEL. A concessão da Companhia não é onerosa, portanto, não há compromissos fixos e pagamentos a serem efetuados ao Poder Concedente.

No término do contrato de concessão, os bens e instalações vinculados à distribuição de energia elétrica passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, apurada através de fiscalização do próprio órgão regulador.

Em 6 de junho de 2005, foi assinado o Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 - ANEEL entre a Companhia e a União Federal, tendo como objeto atender às condições de eficácia constantes dos § 2º dos artigos 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que dá tratativa do repasse às tarifas dos consumidores finais.

Em 3 de maio de 2010, foi assinado o Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 – ANEEL entre a Companhia e a União Federal, cujo objeto foi a alteração dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da “Parcela A” da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL.

Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 – ANEEL entre a Companhia e a União Federal, pelo qual foi assegurado que eventual saldo de ativo ou passivo financeiro setorial, ao final do contrato de concessão, será indenizado para ou reembolsado pela Companhia.

## **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

Em outubro de 2018, foi assinado o Quarto Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 – ANEEL entre a Companhia e a União Federal, devido a mudança do acionista controlador.

Adicionalmente, em maio de 2017, a Companhia solicitou a recomposição dos desequilíbrios econômicos no ciclo tarifário. As perdas tratadas referem-se à trajetória de repasse tarifário de custos operacionais, FUNCESP e perda de mercado desde a Revisão Tarifária de 2015. As tratativas podem culminar na assinatura de um novo Aditivo ao Contrato de Concessão. O processo continua em fase de instrução na ANEEL.

Considerando que as condições estabelecidas pelo ICPC 01 Contratos de Concessão foram integralmente atendidas, a Administração da Companhia concluiu que seu contrato de concessão está dentro do escopo do ICPC 01 e, portanto, os bens vinculados à concessão estão bifurcados em ativo financeiro da concessão e ativo intangível.

O reajuste tarifário da Companhia ocorre no dia 4 de julho de cada ano e a revisão tarifária periódica, ocorre na mesma data a cada 4 anos, sendo a próxima em 4 de julho de 2023.

### **Bens vinculados à concessão**

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo estes ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

### **10.1 Ativo contratual (infraestrutura em construção)**

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, devem ser classificados como ativo contratual (infraestrutura em construção) pois a Companhia terá o direito de (i) cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos ou (ii) receber dinheiro ou outro ativo financeiro, pela reversão da infraestrutura do serviço público, apenas após a transferência dos bens em construção (ativo contratual) para intangível da concessão.

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados.

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures ao custo de construção da infraestrutura, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados (nota explicativa nº 26) a uma taxa média de 6,94% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (9,3% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018), sobre o ativo contratual (infraestrutura em construção) qualificável.

A movimentação do ativo contratual (infraestrutura em construção) é como segue:

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	Bens em construção	(-) Obrigações especiais	Total do ativo contratual
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>		<b>665.808</b>	<b>(137.657)</b>	<b>528.151</b>
Adições		1.346.179	(81.296)	1.264.883
Transferências para intangível da concessão	10.3	(533.331)	46.646	(486.685)
Transferências para o ativo financeiro	10.2	(747.216)	75.785	(671.431)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>		<b>731.440</b>	<b>(96.522)</b>	<b>634.918</b>
Adições		848.524	(102.102)	746.422
Transferências para intangível da concessão	10.3	(456.211)	25.513	(430.698)
Transferências para o ativo financeiro	10.2	(533.314)	49.235	(484.079)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>		<b>590.439</b>	<b>(123.876)</b>	<b>466.563</b>

Redução ao valor recuperável: os saldos relacionados ao ativo contratual (infraestrutura em construção) estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros.

A Companhia avaliou o impacto e concluiu como baixo o risco de não recebimento e perda associada, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, nenhuma perda esperada foi registrada nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018. Os valores dos bens em construção estão sujeitos a fiscalização da ANEEL.

### 10.2 Ativo financeiro da concessão

O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros “valor justo por meio de resultado”, pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

#### Uso de estimativas:

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos, e somente nessa data, a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do valor novo de reposição - “VNR” depreciado. Entre os períodos de Revisão Tarifária, a Administração, utilizando o critério determinado pela ANEEL, aplica o IPCA como fator de atualização da Base de Remuneração. O ativo financeiro da concessão é mensurado através da referida base de remuneração e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela dessa infraestrutura que não estará amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, a qual por sua vez tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito do ativo financeiro da concessão, visto que o contrato firmado assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Dessa forma, nenhuma perda para redução ao provável valor de recuperação é necessária.

A movimentação do ativo financeiro da concessão é como segue:

	Nota	2019	2018
<b>Saldo inicial</b>		<b>3.795.279</b>	<b>3.011.833</b>
Transferência - ativo contratual (infraestrutura em construção)	10.1	484.079	671.431
Transferência - intangível	10.2.1	3.876	-
Transferência - saldo Resoluções Normativas nº 250/05 e 368/09	10.2.2	(21.062)	-
Baixas	25	(11.024)	(9.278)
Atualização do ativo financeiro da concessão	23	280.976	121.293
<b>Saldo final</b>		<b>4.532.124</b>	<b>3.795.279</b>

10.2.1 Referente à rebifurcação de ativos, ocasionada pela alteração prospectiva de taxas de amortização de 3,77% para 3,84%, em conformidade ao processo de revisão tarifária de 2019.

10.2.2 Suportada pela decisão do Superior Tribunal de Justiça sobre ressarcimentos a título de participação financeira do consumidor no custeio de construção de rede elétrica e corroborada nos Pareceres da Aneel, que consideraram prescritos os valores pendentes relacionados as Resoluções Normativas ANEEL nº 250/07 e nº 368/09 (obras custeadas pelos solicitantes), a Companhia reavaliou o saldo dos referidos passivos. Dessa forma, a Companhia suspendeu a devolução desses valores, e conforme disposição definida pela ANEEL, os valores não ressarcidos aos consumidores foram reclassificados para a conta de obrigações especiais no valor atualizado de R\$ 31.874, sendo bifurcado em R\$ 21.062 para “ativo financeiro da concessão” e R\$ 10.812 para “intangível da concessão”.

Visto que os saldos pendentes com consumidores relacionados às resoluções 250/2007 e 368/2009 eram atualizados pelo IPCA e IGPM+0,5% respectivamente, e o critério de correção para os valores reclassificados para obrigações especiais considera IGPM até janeiro de 2015, e IPCA a partir de fevereiro de 2015, houve reversão de valores de atualização financeira no montante de R\$ 19.746 – vide nota explicativa nº 26.

### 10.3 Intangível da concessão

Os ativos classificados como intangíveis representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público ao longo do contrato da concessão.

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato da concessão, dos dois, o menor.

#### Redução ao valor recuperável

##### Uso de estimativas:

A Companhia avalia trimestralmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado na data identificada. A Companhia efetua o teste anualmente para o ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo intangível da concessão.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

O valor recuperável do ativo é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor justo menos custo para venda.

Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor em uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa – UGC). O gerenciamento dos negócios considera a Companhia uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado com base no WACC definido pelo grupo Enel, o qual considera uma taxa de alavancagem padrão para os negócios em que atua de 50%. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, contidas no plano de negócios da Companhia e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

As principais premissas usadas para o período de extrapolação após 2023, são:

- (i) Índices Macroeconômicos Perpetuidade do último ano do Plano de negócios para o período de 2020-2023, isto é, o fluxo de caixa de 2023 com crescimento constante ao longo do tempo a uma taxa fixa (Modelo de Gordon);
- (ii) Custos e despesas operacionais: inflação e exclusão de eventos não recorrentes;
- (iii) Investimentos: inflação, exclusão de projetos de crescimento não recorrentes e avaliação do investimento de manutenção para qualidade de fornecimento.

O teste de recuperação dos ativos intangíveis da Companhia não resultou na necessidade de reconhecimento de perda para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, em face de que o valor recuperável excede o seu valor contábil nas datas das avaliações.

### Uso de estimativas:

A amortização do intangível é reconhecida no resultado e registrada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente.

A composição e movimentação do ativo intangível é como segue:

Nota	Intangível	(-) Obrigações especiais	Ativo intangível - custo	Amortização acumulada	Total do ativo intangível da concessão
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>8.238.653</b>	<b>(854.259)</b>	<b>7.384.394</b>	<b>(2.830.086)</b>	<b>4.554.308</b>
Adições	10.324	-	10.324	(591.916)	(581.592)
Baixas	(337.298)	-	(337.298)	270.257	(67.041)
Amortização de obrigações especiais	-	-	-	55.701	55.701
Transferências do ativo contratual	10.1 533.331	(46.646)	486.685	-	486.685
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>8.445.010</b>	<b>(900.905)</b>	<b>7.544.105</b>	<b>(3.096.044)</b>	<b>4.448.061</b>
Adições	5.571	-	5.571	(642.894)	(637.323)
Baixas	(206.185)	-	(206.185)	160.157	(46.028)
Amortização de obrigações especiais	-	-	-	59.459	59.459
Transferências para investimento	540	-	540	(213)	327
Transferências do ativo contratual	10.1 456.211	(25.513)	430.698	-	430.698
Transferências para o ativo financeiro	10.2.1 -	(3.876)	(3.876)	-	(3.876)
Transferência - saldo Resoluções Normativas nº 250/05 e 368/09	10.2.2 -	(10.812)	(10.812)	-	(10.812)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>8.701.147</b>	<b>(941.106)</b>	<b>7.760.041</b>	<b>(3.519.535)</b>	<b>4.240.506</b>



## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

O saldo do ativo intangível, incluindo obrigações especiais, líquido das respectivas amortizações acumuladas, em 31 de dezembro de 2019, é de R\$ 4.240.506 e será amortizado até o final da concessão, conforme demonstrado a seguir:

Total a amortizar	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2028
4.240.506	577.386	559.513	527.135	512.868	488.580	1.575.024

As novas adições serão amortizadas considerando as taxas previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, Resolução ANEEL nº 674/15. As taxas médias dos exercícios foram 3,87% em 2019 e 3,82% em 2018.

### 11. Ativo e passivo financeiro setorial

O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado da Companhia, em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de “Parcela A” ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária.

Essas diferenças entre o custo real e o custo considerado nos reajustes tarifários geram um direito à medida que o custo realizado for maior que o contemplado na tarifa, ou uma obrigação, quando os custos são inferiores aos contemplados na tarifa. As diferenças são consideradas pela ANEEL no reajuste tarifário subsequente, e passam a compor o índice de reajuste tarifário da Companhia.

A Companhia classifica os saldos de ativo e passivo financeiro setorial como instrumentos financeiros “custo amortizado”, pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos. O saldo é composto: (i) pelo ciclo anterior (em amortização), que representa o saldo homologado pela ANEEL já contemplado na tarifa e (ii) pelo ciclo em constituição, que são as diferenças que serão homologadas pela ANEEL no próximo evento tarifário.

**Redução ao valor recuperável:** os saldos relacionados ao ativo financeiro setorial estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros.

A Companhia avaliou o impacto e concluiu como baixo o risco de não recebimento, com base no histórico de inadimplência e a potencial perda associada, considerando que tais ativos serão realizados por meio do incremento da tarifa do próximo ciclo tarifário e ainda pela garantia de indenização do saldo, conforme mencionado anteriormente. Dessa forma, nenhuma perda esperada foi registrada nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

A composição, movimentação dos saldos, composição por ciclo tarifário e segregação entre curto e longo prazo estão demonstradas da seguinte forma:

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018

(em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

Nota	Saldos em 31.12.2018	Diferimentos	Amortização	Recebimento bandeiras tarifárias	Atualização monetária	Reclassificações	Saldos em 31.12.2019	Valores em constituição	Valores em amortização	Ativo		Passivo	
										Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
<b>Ativos e passivos financeiros setoriais</b>													
<b>Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA</b>													
	1.785.358	1.433.400	(1.393.379)	(370.081)	92.419	3.525	1.551.242	713.133	838.109	1.537.603	415.104	(348.748)	(52.717)
	745.243	573.924	(242.328)	-	25.397	(646.386)	455.850	455.850	-	227.924	227.926	-	-
	3.257	25.319	(15.792)	-	1.161	-	13.945	414	13.531	13.738	207	-	-
	89.479	73.692	(75.357)	-	4.546	-	92.360	56.752	35.608	63.984	28.376	-	-
	23.618	20.316	(19.618)	-	1.328	-	25.644	14.638	11.006	18.325	7.319	-	-
	220.078	101.557	(145.822)	-	16.620	-	192.433	32.231	160.202	176.318	16.115	-	-
	1.466.416	883.980	(1.544.330)	(370.081)	75.484	649.364	1.160.833	258.681	902.152	1.037.314	135.161	(11.642)	-
	(762.733)	(245.388)	649.868	-	(32.117)	547	(389.823)	(105.433)	(284.390)	-	-	(337.106)	(52.717)
<b>Demais ativos e passivos financeiros setoriais</b>													
	(1.170.916)	(408.103)	686.367	(99.613)	17.197	(3.525)	(978.593)	(450.868)	(527.725)	70.549	29.490	(609.221)	(469.411)
	49.936	(7.829)	(7.246)	-	(100)	-	34.761	37.151	(2.390)	16.186	18.575	-	-
	(316.904)	(17.739)	183.514	(99.613)	(7.826)	-	(258.568)	(142.645)	(115.923)	-	-	(187.245)	(71.323)
	(440.559)	129.929	36.424	-	19.239	-	(254.967)	-	(254.967)	-	-	(72.848)	(182.119)
	-	(62.919)	-	-	(1.817)	-	(64.736)	(64.736)	-	-	-	-	(64.736)
	(431.469)	(496.077)	438.857	-	(11.672)	-	(500.361)	(302.466)	(197.895)	-	-	(349.128)	(151.233)
	(61.658)	-	61.658	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	29.738	46.532	(26.840)	-	19.373	(3.525)	65.278	21.628	43.450	54.363	10.915	-	-
<b>Total</b>	<b>614.442</b>	<b>1.025.297</b>	<b>(707.012)</b>	<b>(469.694)</b>	<b>109.616</b>	<b>-</b>	<b>572.649</b>	<b>262.265</b>	<b>310.384</b>	<b>1.608.152</b>	<b>444.594</b>	<b>(957.969)</b>	<b>(522.128)</b>
<b>Ativo (passivo) financeiro setorial</b>										<b>1.608.152</b>	<b>444.594</b>	<b>(957.969)</b>	<b>(522.128)</b>

Nota	Saldos em 31.12.2017	Diferimentos	Amortização	Recebimento bandeiras tarifárias	Atualização monetária	Reclassificações	Saldos em 31.12.2018	Valores em constituição	Valores em amortização	Ativo		Passivo	
										Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
<b>Ativos e passivos financeiros setoriais</b>													
<b>Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA</b>													
	325.605	2.306.196	(122.387)	(789.117)	67.741	(2.680)	1.785.358	1.147.655	637.703	1.755.754	792.337	(569.410)	(193.323)
	470.745	610.080	(364.623)	-	29.041	-	745.243	497.033	248.210	493.010	252.233	-	-
	(10.655)	5.833	8.026	-	53	-	3.257	96	3.161	3.165	92	-	-
	61.316	77.532	(53.917)	-	4.548	-	89.479	49.168	40.311	64.289	25.190	-	-
	14.382	19.449	(11.354)	-	1.141	-	23.618	14.106	9.512	16.423	7.195	-	-
	(323.986)	326.264	220.375	-	(2.575)	-	220.078	224.511	(4.433)	107.949	112.129	-	-
	961.079	1.713.084	(501.600)	(789.117)	85.650	(2.680)	1.466.416	736.701	729.715	1.070.918	395.498	-	-
	(847.276)	(446.046)	580.706	-	(50.117)	-	(762.733)	(373.960)	(388.773)	-	-	(569.410)	(193.323)
<b>Demais ativos e passivos financeiros setoriais</b>													
	(420.696)	(821.809)	101.331	-	(32.422)	2.680	(1.170.916)	(789.476)	(381.440)	53.480	44.220	(659.913)	(608.703)
	92.747	59.756	(103.642)	-	1.075	-	49.936	40.374	9.562	29.597	20.339	-	-
	16.902	(278.990)	(53.598)	-	(3.898)	2.680	(316.904)	(245.631)	(71.273)	-	-	(192.957)	(123.947)
	(319.626)	(97.061)	-	-	(23.872)	-	(440.559)	(440.559)	-	-	-	(55.070)	(385.489)
	66.916	-	(66.916)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	(230.016)	(423.616)	235.133	-	(12.970)	-	(431.469)	(188.627)	(242.842)	-	-	(334.820)	(96.649)
	-	(121.360)	59.702	-	-	-	(61.658)	-	(61.658)	-	-	(61.658)	-
	(47.619)	39.462	30.652	-	7.243	-	29.738	44.967	(15.229)	23.883	23.881	(15.408)	(2.618)
<b>Total</b>	<b>(95.091)</b>	<b>1.484.387</b>	<b>(21.056)</b>	<b>(789.117)</b>	<b>35.319</b>	<b>-</b>	<b>614.442</b>	<b>358.179</b>	<b>256.263</b>	<b>1.809.234</b>	<b>836.557</b>	<b>(1.229.323)</b>	<b>(802.026)</b>
<b>Ativo (passivo) financeiro setorial, líquido</b>										<b>1.809.234</b>	<b>836.557</b>	<b>(1.229.323)</b>	<b>(802.026)</b>

- 11.1 Com relação a Conta de Desenvolvimento Energético, vale destacar (i) o recebimento do saldo remanescente da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (nota técnica nº 185/2019) no valor de R\$ 72.851 e; (ii) a extinção da quota anual de CDE Conta ACR – vide nota explicativa nº 18.1.
- 11.2 O montante total homologado pela ANEEL apurado no último ciclo tarifário (4CRTP) foi de R\$ 291.392 (período de fevereiro de 2015 a janeiro de 2019), sendo o valor atualizado após amortizações. O referido valor deve ser subtraído da parcela B, e está sendo devolvido/amortizado pela Companhia nos próximos 4 anos, sendo o valor devolvido para o ciclo 2019/2020 de R\$ 72.848, registrado no passivo circulante.

## 12. Fornecedores

	Nota	2019	2018
<b>CIRCULANTE</b>			
Itaipu		477.751	472.676
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	12.1	225.573	78.775
Suprimento de energia elétrica		564.198	484.409
Suprimento de energia elétrica - partes relacionadas	28.1.1	4.176	2.303
Energia livre	12.2	60.661	112.681
Encargos de uso de rede elétrica		147.713	159.399
Encargos de uso de rede elétrica - partes relacionadas	28.1.1	1.363	1.587
<b>Total energia</b>		<b>1.481.435</b>	<b>1.311.830</b>
Material e serviços		366.862	313.592
Material e serviços - partes relacionadas	28.1.1	17.622	-
<b>Total Fornecedores</b>		<b>1.865.919</b>	<b>1.625.422</b>

- 12.1 O aumento do saldo a pagar no âmbito da CCEE está principalmente relacionado à piora do cenário hidrológico no quarto trimestre de 2019 quando comparado ao quarto trimestre de 2018, impactando no maior custo com risco hidrológico e custos variáveis das usinas termoeletricas.
- 12.2 O saldo de energia livre referente às perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 a fevereiro de 2002, estabelecidos por meio dos despachos da ANEEL nº 2.517/10 e nº 1.072/11 contemplam valores de natureza de contas a pagar e provisão a pagar.

No que se refere ao saldo de provisão a pagar de energia livre, a ABRADDEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, na qualidade de representante de suas associadas, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança com pedido de liminar contra os despachos ANEEL nº 2.517/10 e nº 1.072/11, alegando que os mesmos afetam prejudicialmente toda a sistemática originalmente estabelecida na Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica. A Companhia reavaliou a disputa judicial, e com base na opinião de seus assessores jurídicos externos, verificou que as chances de ganho são prováveis, procedendo dessa forma a reversão do saldo do passivo provisionado, sendo o impacto positivo de R\$ 21.918 (nota explicativa nº 25) e R\$ 35.008 referente a atualização financeira (nota explicativa nº 26).

Quanto ao saldo de contas a pagar, conforme determinado pela ANEEL, a Companhia deve manter os valores como obrigação (contas a pagar) e atualizá-los pela SELIC até que estejam solucionados eventuais litígios judiciais em que estão envolvidos os credores dos montantes de energia livre. O saldo atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 60.661, sendo que a correção para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 4.906 (nota explicativa nº 26)..

### 13. Tributos a pagar

Outros tributos a pagar:	2019	2018
<b>CIRCULANTE</b>		
<b>Tributos Federais</b>		
PIS	17.287	16.697
COFINS	79.626	76.909
INSS	8.926	11.001
IRRF	565	805
Outros	5.335	8.116
<b>Subtotal - Federais</b>	<b>111.739</b>	<b>113.528</b>
<b>Tributos Estaduais</b>		
ICMS	401.757	382.130
<b>Subtotal - Estaduais</b>	<b>401.757</b>	<b>382.130</b>
<b>Tributos Municipais</b>		
ISS	1.595	1.845
<b>Subtotal - Municipais</b>	<b>1.595</b>	<b>1.845</b>
<b>Total - Outros tributos a pagar</b>	<b>515.091</b>	<b>497.503</b>

A Companhia é tributada pelo regime de lucro real com recolhimentos por estimativa mensal.

### 14. Empréstimos, financiamentos e debêntures

#### 14.1 Os saldos de empréstimos, financiamentos ou debêntures não conversíveis são compostos da seguinte forma:

Moeda nacional	Nota	Vencimento	Taxa efetiva a.a. (%(ii))	2019							Total Circulante + Não Circulante
				Circulante				Não Circulante			
				Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total	
<b>Empréstimos e financiamentos:</b>											
FINEP 1 - b.2		2020	4,00	2	1.016	-	1.018	-	-	-	1.018
FINEP 2 <sup>o</sup> - b.2		2024	TJLP+5,00	126	11.354	-	11.480	43.539	-	43.539	55.019
Nota Promissória - 6ª emissão - a.3		2020	110,36% do CDI	3.525	215.000	(139)	218.386	-	-	-	218.386
<b>Total - Empréstimos e financiamentos</b>				<b>3.653</b>	<b>227.370</b>	<b>(139)</b>	<b>230.884</b>	<b>43.539</b>	<b>-</b>	<b>43.539</b>	<b>274.423</b>
<b>Debêntures:</b>											
Debêntures - 23ª Emissão (1ª série) - b.1		2021	111,02% do CDI	11.313	-	-	11.313	704.052	(2.418)	701.634	712.947
Debêntures - 23ª Emissão (2ª série) - b.1		2023	112,85% do CDI	23.006	-	-	23.006	1.395.948	(6.034)	1.389.914	1.412.920
Debêntures - 24ª Emissão (1ª série) - a.2		2025	100% do CDI+1,16	4.506	-	-	4.506	700.000	(10.498)	689.502	694.008
Debêntures - 24ª Emissão (2ª série) - a.2		2026	100% do IPCA+5,05%	3.799	-	-	3.799	809.081	(19.796)	789.285	793.114
<b>Total - Debêntures</b>				<b>42.624</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>42.624</b>	<b>3.609.081</b>	<b>(38.716)</b>	<b>3.570.365</b>	<b>3.612.989</b>
<b>Total da dívida</b>				<b>46.277</b>	<b>227.370</b>	<b>(139)</b>	<b>273.508</b>	<b>3.652.620</b>	<b>(38.716)</b>	<b>3.613.904</b>	<b>3.887.412</b>
Moeda nacional	Nota	Vencimento	Taxa efetiva a.a. (%(ii))	2018							Total Circulante + Não Circulante
				Circulante				Não Circulante			
				Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total	
<b>Empréstimos e financiamentos:</b>											
FINEP 1 - b.2		2020	4,00	12	5.893	-	5.905	1.012	-	1.012	6.917
FINEP 2 <sup>o</sup> - b.2		2024	TJLP+5,00	169	10.705	-	10.874	54.705	-	54.705	65.579
Mútuo - Parte relacionada		2019	6,80	873	420.000	-	420.873	-	-	-	420.873
<b>Total - Empréstimos e financiamentos</b>				<b>1.054</b>	<b>436.598</b>	<b>-</b>	<b>437.652</b>	<b>55.717</b>	<b>-</b>	<b>55.717</b>	<b>493.369</b>
<b>Debêntures:</b>											
Debêntures - 14ª emissão		2021	CDI+2,62	3.640	180.000	(5.217)	178.423	360.000	(5.327)	354.673	533.096
Debêntures - 23ª Emissão (1ª série) - b.1		2021	111,02% do CDI	13.826	-	-	13.826	704.052	(3.677)	700.375	714.201
Debêntures - 23ª Emissão (2ª série) - b.1		2023	112,85% do CDI	28.117	-	-	28.117	1.395.948	(7.554)	1.388.394	1.416.511
Debêntures - 23ª Emissão (3ª série)		2025	CDI+1,73	19.587	-	-	19.587	900.000	(10.432)	889.568	909.155
<b>Total - Debêntures</b>				<b>65.170</b>	<b>180.000</b>	<b>(5.217)</b>	<b>239.953</b>	<b>3.360.000</b>	<b>(26.990)</b>	<b>3.333.010</b>	<b>3.572.963</b>
Arrendamento financeiro		15	8,39 à 37,63	-	31.254	-	31.254	47.602	-	47.602	78.856
<b>Total - Arrendamento financeiro</b>				<b>-</b>	<b>31.254</b>	<b>-</b>	<b>31.254</b>	<b>47.602</b>	<b>-</b>	<b>47.602</b>	<b>78.856</b>
<b>Total da dívida</b>				<b>66.224</b>	<b>647.852</b>	<b>(5.217)</b>	<b>708.859</b>	<b>3.463.319</b>	<b>(26.990)</b>	<b>3.436.329</b>	<b>4.145.188</b>

(i) FINEP – saldo apresentado líquido das subvenções governamentais. O contrato do FINEP 2 (TJLP+5% a.a.) prevê uma redução (benefício de equalização) de 6% condicionada a adimplência e execução dos projetos.

A taxa efetiva de juros difere da taxa contratual, pois são considerados os custos de transação incorridos de cada dívida. Os custos de transação incorridos na captação de recursos junto a terceiros são apropriados ao resultado do exercício pelo prazo da dívida que os originaram, por meio do método do custo amortizado. A utilização do método do custo amortizado resulta no cálculo e apropriação de encargos financeiros com base na taxa efetiva de juros em vez da taxa de juros contratual do instrumento.

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

A Companhia possui operação de conta garantida, com as seguintes características:

Banco	Valor	Vigência	Taxa de juros	Taxa de disponibilização de limite
ABC	R\$ 100.000	Novembro de 2019 até novembro de 2020	CDI + 1,65% a.m.	0,050% a.m. sobre o saldo não utilizado

**Garantias:** A 23ª debênture conta com garantia prestada pela Enel Brasil S.A. Para a FINEP, a Companhia possui 4 cartas de fiança como garantia contratada no montante de R\$ 70.896, com taxas contratuais que variam de 0,60% a 0,75% a.a.

## 14.2 As principais características dos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures estão descritas a seguir:

### a) Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

Referência	Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Taxa contratual a.a	Pagamentos juros	Amortização	Data da amortização	Finalidade
a.1	5ª Nota Promissória	R\$ 500.000	Março de 2019	104% do CDI	Única	R\$ 500.000	Setembro de 2019	Reforço de capital de giro
a.2	24ª Emissão (1ª Série)	R\$ 700.000	Junho de 2019	CDI + 0,80%	Semestrais	R\$ 350.000 R\$ 350.000	Maio de 2024 Maio de 2025	Alongamento do perfil de envidramento e investimento em projetos de expansão, renovação ou melhoria no sistema de Distribuição de Energia Elétrica.
	24ª Emissão (2ª Série)	R\$ 800.000	Junho de 2019	IPCA + 4,0134%	Semestral	R\$ 800.000	Maio de 2026	
a.3	6ª Nota Promissória	R\$ 215.000	Setembro de 2019	104% do CDI	Única	R\$ 215.000	Março de 2020	Reforço de capital de giro

(a.1) Em 11 de março de 2019 foi emitida a 5ª Nota Promissória – 5ª NP, em série única, no valor total de R\$ 500.000, com prazo de vencimento de seis meses contado da data de emissão, taxa contratual de 104% do CDI e sem garantia. Os recursos líquidos foram destinados para reforço de capital de giro. Os custos de emissão da 5ª NP, totalizaram R\$ 758, sendo que foi diferido 100% desse montante e amortizado pela taxa efetiva. A mesma foi liquidada em setembro de 2019, seguindo o cronograma de amortização.

(a.2) Em 28 de junho de 2019 ocorreu a 24ª emissão de debêntures, e efetuado os pagamentos antecipados da 14ª e 23ª – 3ª série. Os custos de emissão da 24ª debênture totalizaram R\$ 18.669. Como um dos credores da nova dívida é o Banco Bradesco, a Companhia avaliou que parte do saldo a amortizar dos custos de emissão das dívidas pré-pagas com esse mesmo banco foi uma mudança não substancial e, por este motivo, uma parcela dos custos não amortizados foram incorporados aos custos de emissão da 24ª Debênture. Dessa forma, foram transferidos aos custos de emissão da nova dívida o montante de R\$ 13.702, o qual está sendo amortizado pela nova taxa efetiva. Diante do exposto, o total de custos a amortizar da 24ª debênture é de R\$ 32.371.

Foi contratado uma operação com derivativo (*swap*), para troca de indexação de IPCA para CDI. A dívida não está sendo demonstrada líquida de seu derivativo.

**b) Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos em exercícios anteriores e vigentes em 31 de dezembro de 2019:**

Referência	Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão ou repactuação	Taxa contratual a.a	Pagamentos juros	Amortização	Data da amortização	Finalidade
b.1	23ª Emissão (1a Série)	R\$ 704.052	Setembro de 2018	108,25% do CDI	Semestral	R\$ 704.052	Setembro de 2021	Refinanciamento do passivo e pré pagamento das dívidas descritas no item (a.2).
	23ª Emissão (2a Série)	R\$ 1.395.948	Setembro de 2018	111% do CDI	Semestrais	R\$ 697.974 R\$ 697.974	Setembro de 2022 Setembro de 2023	
b.2	FINEP 1	R\$ 37.096	Março de 2012	4,0%	Mensal	Mensal (a partir de fevereiro de 2014)	Fevereiro de 2020	Financiamento de projetos de inovação
	FINEP 2	R\$ 55.301	Agosto de 2014	TJLP + 5%	Mensal	Mensal (a partir de abril de 2017)	Abril de 2024	Financiamento de desenvolvimento de projetos
	FINEP 2 (3ª liberação)	R\$ 41.448	Novembro de 2017	TJLP + 5%	Mensal	Mensal	Abril de 2024	Financiamento de desenvolvimento de projetos

**14.3 Composição do principal e custos a amortizar por indexador:**

	2019		2018	
	R\$	%	R\$	%
<b>Moeda nacional</b>				
CDI	2.995.912	78,00	3.507.793	86,00
TJLP	54.893	1,43	65.410	1,60
Taxa fixa	1.016	0,03	505.761	12,40
IPCA	789.314	20,54	-	-
<b>Total</b>	<b>3.841.135</b>	<b>100,00</b>	<b>4.078.964</b>	<b>100,00</b>

**14.4 Saldos do passivo não circulante por vencimento:**

	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Custos a amortizar	Total
2021	12.071	704.052	(11.140)	704.983
2022	12.871	697.974	(8.220)	702.625
2023	13.781	697.974	(7.672)	704.083
2024	4.816	350.000	(6.026)	348.790
2025 em diante	-	1.159.081	(5.658)	1.153.423
	<b>43.539</b>	<b>3.609.081</b>	<b>(38.716)</b>	<b>3.613.904</b>

**14.5 Indexadores:**

	2019	2018
	%	%
CDI (*)	4,40	6,40
SELIC (*)	4,40	6,40
TJLP (*)	5,57	6,98
IPCA (**)	4,31	3,75

(\*) Índice do último dia do exercício.

(\*\*) Índice acumulado no ano de 2019.

## 14.6 Movimentações:

Nota	Saldo inicial 31.12.2018	Ingressos	Encargos financeiros	Varição monetária	Pagamentos principal	Pagamentos encargos financeiros	Diferimento de custos de transação	Amortização custos de transação	Outras movimentações	Saldo final 31.12.2019
<b>Moeda nacional</b>										
<b>Empréstimos e financiamentos:</b>										
FINEP	72.496	-	3.585	229	(20.716)	(3.639)	-	-	4.082	56.037
Notas promissórias - 5ª emissão - a.1	-	500.000	16.255	-	(500.000)	(16.253)	(760)	758	-	-
Notas promissórias - 6ª emissão - a.3	-	215.000	3.524	-	-	-	(371)	233	-	218.386
Mútuo	420.873	-	32.864	-	(420.000)	(33.737)	-	-	-	-
Outros	-	-	2.707	-	-	(2.707)	-	-	-	-
<b>Total - Empréstimos e financiamentos</b>	<b>493.369</b>	<b>715.000</b>	<b>58.935</b>	<b>229</b>	<b>(940.716)</b>	<b>(56.336)</b>	<b>(1.131)</b>	<b>991</b>	<b>4.082</b>	<b>274.423</b>
<b>Debêntures:</b>										
Debêntures - 14ª emissão	533.096	-	20.658	-	(540.000)	(24.299)	-	4.260	6.285	-
Debêntures - 23ª emissão	3.039.867	-	170.467	-	(900.000)	(197.677)	-	5.794	7.416	2.125.867
Debêntures - 24ª emissão	-	1.500.000	38.937	9.081	-	(30.632)	(18.669)	2.105	(13.700)	1.487.122
<b>Total - Debêntures</b>	<b>3.572.963</b>	<b>1.500.000</b>	<b>239.062</b>	<b>9.081</b>	<b>(1.440.000)</b>	<b>(252.608)</b>	<b>(18.669)</b>	<b>12.159</b>	<b>1</b>	<b>3.612.909</b>
Arrendamento financeiro	78.856	-	-	-	-	-	-	-	(78.856)	-
<b>Total - Arrendamento financeiro</b>	<b>78.856</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(78.856)</b>	<b>-</b>
<b>Total da dívida</b>	<b>4.145.188</b>	<b>2.215.000</b>	<b>288.997</b>	<b>9.310</b>	<b>(2.380.716)</b>	<b>(308.944)</b>	<b>(19.800)</b>	<b>13.150</b>	<b>(74.773)</b>	<b>3.887.412</b>

	Saldo inicial 31.12.2017	Ingressos	Encargos financeiros	Varição monetária	Pagamentos principal	Pagamentos encargos financeiros	Diferimento de custos de transação	Amortização custos de transação	Outras movimentações	Saldo final 31.12.2018
<b>Moeda nacional</b>										
<b>Empréstimos e financiamentos</b>										
<b>Total - Empréstimos e financiamentos</b>	<b>934.155</b>	<b>1.564.817</b>	<b>93.662</b>	<b>15.131</b>	<b>(2.020.314)</b>	<b>(110.957)</b>	<b>(12.540)</b>	<b>21.836</b>	<b>4.916</b>	<b>493.369</b>
<b>Total - Empréstimos e financiamentos</b>	<b>934.155</b>	<b>1.564.817</b>	<b>93.662</b>	<b>15.131</b>	<b>(2.020.314)</b>	<b>(110.957)</b>	<b>(12.540)</b>	<b>21.836</b>	<b>4.916</b>	<b>493.369</b>
<b>Debêntures</b>										
<b>Total - Debêntures</b>	<b>2.551.374</b>	<b>3.300.000</b>	<b>239.026</b>	<b>-</b>	<b>(2.310.633)</b>	<b>(221.467)</b>	<b>(15.954)</b>	<b>33.280</b>	<b>-</b>	<b>3.572.963</b>
<b>Total - Debêntures</b>	<b>2.551.374</b>	<b>3.300.000</b>	<b>239.026</b>	<b>-</b>	<b>(2.310.633)</b>	<b>(221.467)</b>	<b>(15.954)</b>	<b>33.280</b>	<b>-</b>	<b>3.572.963</b>
Arrendamento financeiro	83.483	16.195	16.258	-	(37.080)	-	-	-	-	78.856
<b>Total - Arrendamento financeiro</b>	<b>83.483</b>	<b>16.195</b>	<b>16.258</b>	<b>-</b>	<b>(37.080)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>78.856</b>
<b>Total da dívida</b>	<b>3.569.012</b>	<b>4.881.012</b>	<b>348.946</b>	<b>15.131</b>	<b>(4.368.027)</b>	<b>(332.424)</b>	<b>(28.494)</b>	<b>55.116</b>	<b>4.916</b>	<b>4.145.188</b>

## 14.7 Conciliação da movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures resultantes das atividades de financiamento do Fluxo de Caixa:

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, não há diferença entre a movimentação de empréstimos, financiamentos e debêntures da nota explicativa nº 14.6 (ingressos, pagamentos de principal e diferimento de custos de transação) e a atividade de financiamento do fluxo de caixa.

	2018			
	Movimentação das dívidas: + Ingressos (-) Pagamentos principal (-) Diferimento custos de transação	Alterações de não caixa:  Arrendamento financeiro	Alterações de caixa:  Custos da migração Novo Mercado	Demonstração do Fluxo de Caixa
<b>Atividades de financiamento:</b>				
Ingresso de novos empréstimos, debêntures e arrendamento financeiro	4.881.012		(16.195)	4.864.817
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	(4.330.947)		-	(4.330.947)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(37.080)		-	(37.080)
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	(28.494)		(3.084)	(31.578)
<b>Total</b>	<b>484.491</b>		<b>(16.195)</b>	<b>465.212</b>

## 14.8 Compromissos financeiros – Cláusulas restritivas (Covenants)

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia pelos credores envolvidos em contratos financeiros, são utilizadas cláusulas financeiras restritivas (*covenants*) em alguns contratos de dívida.

A Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros:

- (i) **Capacidade de endividamento:** mede o nível de endividamento líquido em relação ao LAJIDA (*EBITDA*) ajustado<sup>(\*)</sup> dos últimos 12 meses. Conforme definido no contrato, este índice não poderá ser superior a 3,5 vezes.

- (\*) LAJIDA (*EBITDA*) ajustado – significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Companhia na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) de todos os montantes de depreciação e amortização, (iii) de todos os montantes relativos a despesas com

entidade de previdência privada classificado na conta de “custo de operação”, (iv) dos ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL, desde que não incluídos no resultado operacional acima, (v) atualização do ativo financeiro da concessão (positivos e negativos no resultado), desde que não incluídos no resultado operacional acima; (vi) provisão para contingências; (vii) provisão para créditos de liquidação duvidosa e (viii) baixas de títulos incobráveis. Em relação a 6ª Nota Promissória e 24ª Debênture, o LAJIDA (*EBITDA*) também é ajustado pela perda na desativação de bens e direitos.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019, esses índices eram de:

- (i) Capacidade de endividamento 23ª Debênture: Dívida Líquida/ LAJIDA (*EBITDA*) ajustado = **1,44** vezes;
- (ii) Capacidade de endividamento 6ª Nota Promissória e 24ª Debênture: Dívida Líquida/ LAJIDA (*EBITDA*) ajustado = **1,39** vezes;

O não cumprimento dos índices acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia estava em cumprimento dos termos dos *covenants*. Adicionalmente, a Companhia também acompanha outras cláusulas restritivas (*covenants* qualitativos), as quais em 31 de dezembro de 2019 foram atendidas.

## 15. Obrigações por arrendamento – CPC 06 (R2)/IFRS 16

Conforme detalhado na nota explicativa nº 2.1, a Companhia adotou o CPC 06 (R2) - Arrendamentos em uma abordagem de transição simplificada que consiste em não apresentar os saldos comparativos para o ano anterior. Para todos os contratos de arrendamento, a Companhia reconheceu ativos representando o direito de uso e passivos de arrendamento. Os contratos com prazo inferiores a doze meses ou com valor do ativo subjacente não significativo não foram analisados dentro do escopo CPC 06 (R2)/IFRS 16 conforme expediente prático determinado pela norma em questão.

Em 18 de dezembro de 2019, a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) emitiu o ofício circular CVM/SNC/SEP/nº 02/2019, contendo informações acerca dos seguintes assuntos: (i) Aspectos Conceituais do CPC 06 (R2); (ii) Taxa Incremental de Empréstimos – IBR; (iii) PIS e COFINS a recuperar – Tratamento Contábil; (iv) PIS e COFINS embutidos no Passivo de Arrendamento – Tratamento Contábil; e (v) Evidenciação – Nota Explicativa.

A Companhia avaliou os assuntos abordados no ofício em questão, e concluiu que: (i) as políticas contábeis acerca do tratamento contábil de contratos de arrendamentos estão em consonância àquilo que é requerido pelo CPC 06 (R2)/IFRS 16, a taxa incremental de empréstimos – IBR é determinada com informações prontamente observáveis e ajustadas à realidade da Companhia, os fluxos projetados não consideram efeitos inflacionários, conforme orientado pelos pronunciamentos em questão; e (ii) a Companhia não apresenta obrigações de arrendamentos líquidos de PIS e COFINS, adicionalmente, os créditos de PIS e COFINS oriundos de contratos de arrendamentos não apresentam materialidade suficiente que ensejariam uma apresentação específica.

Em atendimento ao ofício, o quadro a seguir proporciona os inputs mínimos necessários para que os efeitos inflacionários sejam adicionados à informação divulgada.



	<b>Prazo médio contratual remanescente (anos)</b>	<b>Tipo de taxa</b>	<b>Taxa efetiva a.a (%)</b>	<b>Circulante</b>	<b>Não Circulante</b>	<b>Total Circulante + Não Circulante</b>
<b>Arrendamento financeiro:</b>						
<b>CPC 06 / IAS 17:</b>						
Imóveis	3,9	Fixa	13,39	1.885	4.216	6.101
Ativos de tecnologia	2,5	Fixa	6,57	7.353	8.895	16.248
Veículos e outros meios de transporte	4,6	Fixa	7,46	26.045	102.558	128.603
<b>CPC 06 (R2) / IFRS 16:</b>						
Terrenos	3,9	Fixa	9,37	1.257	4.281	5.538
Imóveis	2,9	Fixa	8,97	14.984	69.548	84.532
Veículos e outros meios de transporte	0,4	Fixa	8,97	90	-	90
Ativos de tecnologia	1,0	Fixa	8,95	18.234	2.536	20.770
<b>Total - Obrigação por arrendamento financeiro</b>				<b>69.848</b>	<b>192.034</b>	<b>261.882</b>

A obrigação por arrendamento no passivo circulante e não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	<b>CPC 06 / IAS 17</b>		<b>CPC 06 (R2) / IFRS 16</b>		<b>TOTAL</b>		<b>Total circulante + não circulante</b>
	<b>Principal</b>	<b>Juros</b>	<b>Principal</b>	<b>Juros</b>	<b>Principal</b>	<b>Juros</b>	
2020	46.451	(11.169)	43.694	(9.128)	90.145	(20.297)	69.848
2021	35.232	(9.149)	22.943	(6.801)	58.175	(15.950)	42.225
2022	31.391	(7.023)	18.970	(5.401)	50.361	(12.424)	37.937
2023	22.830	(5.125)	16.526	(4.098)	39.356	(9.223)	30.133
2024	18.436	(3.703)	13.320	(2.964)	31.756	(6.667)	25.089
2025 em diante	35.890	(3.109)	25.773	(1.904)	61.663	(5.013)	56.650
	<b>190.230</b>	<b>(39.278)</b>	<b>141.226</b>	<b>(30.296)</b>	<b>331.456</b>	<b>(69.574)</b>	<b>261.882</b>

A movimentação dos ativos de direito de uso (imobilizado arrendado) e das obrigações por arrendamentos, é como segue:

<b>Ativo de direito de uso (Imobilizado arrendado):</b>	<b>Saldo inicial 31.12.2018</b>	<b>Adoção inicial</b>	<b>Ingressos</b>	<b>Ajustes de remensuração</b>	<b>Baixas</b>	<b>Amortizações</b>	<b>Saldo final 31.12.2019</b>
<b>CPC 06 / IAS 17:</b>							
Imóveis	5.519	-	-	-	-	(1.142)	4.377
Ativos de tecnologia	4.648	-	-	14.820	-	(5.699)	13.769
Veículos e outros meios de transporte	56.162	-	-	79.215	(42)	(25.923)	109.412
<b>CPC 06 (R2) / IFRS 16:</b>							
Terrenos	-	6.586	-	74	-	(1.359)	5.301
Imóveis	-	80.089	8.033	6.987	(296)	(15.700)	79.113
Veículos e outros meios de transporte	-	294	-	-	-	(208)	86
Ativos de tecnologia	-	40.942	-	(5.699)	-	(16.495)	18.748
Outros ativos	-	73	-	-	(63)	(10)	-
<b>Total - Ativo de direito de uso (Imobilizado arrendado)</b>	<b>66.329</b>	<b>127.984</b>	<b>8.033</b>	<b>95.397</b>	<b>(401)</b>	<b>(66.536)</b>	<b>230.806</b>

<b>Passivo de arrendamento:</b>	<b>Saldo inicial 31.12.2018</b>	<b>Saldos reclassificados em 01.01.2019</b>	<b>Adoção inicial</b>	<b>Ingressos</b>	<b>Ajustes de remensuração</b>	<b>Baixas</b>	<b>Encargos financeiros</b>	<b>Pagamentos principal</b>	<b>Pagamentos juros</b>	<b>Saldo final 31.12.2019</b>
<b>CPC 06 / IAS 17:</b>										
Imóveis	-	7.265	-	-	-	-	852	(1.164)	(852)	6.101
Ativos de tecnologia	-	5.452	-	-	14.820	-	1.021	(4.262)	(783)	16.248
Veículos e outros meios de transporte	-	66.139	-	-	79.215	(52)	9.938	(19.036)	(7.601)	128.603
<b>CPC 06 (R2) / IFRS 16:</b>										
Terrenos	-	-	6.586	-	74	-	595	(1.138)	(579)	5.538
Imóveis	-	-	80.089	8.033	6.987	(325)	8.951	(13.033)	(6.170)	84.532
Veículos e outros meios de transporte	-	-	294	-	-	-	16	(204)	(16)	90
Ativos de tecnologia	-	-	40.942	-	(5.699)	-	2.317	(14.613)	(2.177)	20.770
Outros ativos	-	-	73	-	-	(62)	3	(11)	(3)	-
<b>Total - Passivo de arrendamento</b>	<b>-</b>	<b>78.856</b>	<b>127.984</b>	<b>8.033</b>	<b>95.397</b>	<b>(439)</b>	<b>23.693</b>	<b>(53.461)</b>	<b>(18.181)</b>	<b>261.882</b>

As remensurações são provenientes de: (i) atualização dos valores de pagamentos futuros estabelecidos em cláusulas contratuais; (ii) alterações nos fluxos de pagamentos futuros decorrentes

de correção monetária, utilizando-se índices pré-determinados em contrato; e (iii) atualização das taxas de desconto utilizando-se das premissas já estabelecidas para os contratos de arrendamento financeiro regidos pelo IFRS 16 (CPC 06 R2).

## 16. Obrigações com benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários. Está previsto em seu acordo coletivo o programa de incentivo à aposentadoria (PIA), cujo benefício é o pagamento da multa do FGTS na aposentadoria para os colaboradores elegíveis que aderirem ao programa.

O total de obrigações com benefícios pós-emprego está demonstrado a seguir:

	2019	2018
<u>Previdência privada</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	15.095.489	12.508.606
Valor justo dos ativos do plano	(9.226.851)	(8.708.781)
<b>Obrigação registrada com previdência privada</b>	<b>5.868.638</b>	<b>3.799.825</b>
<u>FGTS PIA (multa FGTS na aposentadoria)</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	126.143	106.841
<b>Obrigação registrada com pagamento da multa do FGTS na aposentadoria</b>	<b>126.143</b>	<b>106.841</b>
<b>Total obrigações com benefícios pós-emprego</b>	<b>5.994.781</b>	<b>3.906.666</b>
Circulante	12.358	11.160
Não circulante	5.982.423	3.895.506
<b>Total</b>	<b>5.994.781</b>	<b>3.906.666</b>

### Uso de estimativas:

As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir:

#### Taxa de desconto

A taxa utilizada para descontar a valor presente as obrigações de benefícios pós-emprego considera os títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) com vencimento correspondente a duração da obrigação dos benefícios pós-emprego.

#### Tábua de mortalidade

A tábua de mortalidade se baseia em estudos de expectativa de vida da população de acordo com cada faixa etária e as condições sócio-econômicas do grupo analisado. A FUNCESP testa, anualmente, a aderência da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano.

#### Aumento salarial, benefícios e inflação

Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. Em relação à taxa de inflação utilizada, a Companhia faz um levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo.

#### Taxa esperada de retorno de ativos

A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo.

Ao final do exercício de 2019, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

## 16.1 Plano de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão

A FUNCESP é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia. A Companhia, por meio de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997, tendo como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir o risco de futuros déficits.

O custeio do plano reformulado para as parcelas de benefício definido é paritário entre a Companhia e os empregados. As taxas de custeio variam de 1,45% a 4,22%, conforme a faixa salarial, e são reavaliadas anualmente por atuário independente. O custeio da parcela de contribuição definida é baseado em percentual escolhido livremente pelo participante (de 1% a 100% sobre 30% do salário real de contribuição), com contrapartida da Companhia até o limite de 5% sobre a base de 30% de sua remuneração de contribuição.

O Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BSPS é garantido aos empregados participantes do plano de suplementação que aderiram anteriormente ao novo modelo implantado na privatização da Companhia. Esse benefício assegura o valor proporcional da suplementação relativo ao período do serviço anterior à data da reformulação do novo plano misto de suplementação. O benefício é pago a partir da data em que o participante completa as carências mínimas previstas no regulamento do plano em vigor.

Em 2 de maio de 2019 (com vigência a partir de 1ª de junho de 2019) foi aprovado o fechamento do plano Benefício Definido e Contribuição Variável para entrada de novos participantes, porém os que já são participantes continuam com as mesmas condições anteriores. Em contrapartida, foi aprovado junto ao órgão regulador (PREVIC), abertura de novo plano de Contribuição Definida para adesão dos novos colaboradores.

### 16.1.1 Contratos com a FUNCESP

A Companhia com o objetivo de equacionar o déficit atuarial e diminuir o risco de futuros déficits formalizou instrumentos jurídicos com a FUNCESP a partir de 1997, na forma de contratos de confissão de dívida e contrato de ajustes de reserva matemática. Esses contratos fazem parte do passivo atuarial determinado pelos atuários independentes, e possuem cláusulas variáveis, conforme segue:

<b>Previdência Privada</b>	<b>Nota</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Empréstimos e financiamentos:</b>			
Confissão de dívida IIa	1.1	433.234	428.344
Confissão de dívida IIb	1.1	224.876	222.338
Contrato de ajustes de reserva matemática	1.2	2.928.662	2.677.199
<b>Total dos contratos</b>		<b>3.586.772</b>	<b>3.327.881</b>
Diferença entre premissas	1.3	2.281.866	471.944
<b>Total registrado</b>		<b>5.868.638</b>	<b>3.799.825</b>

- (1.1) Refere-se ao contrato de confissão de dívida, assinado em 30 de setembro de 1997, e aditado pela quinta vez em 14 de maio de 2019, para alongamento do prazo do contrato, prevendo vencimento em abril de 2031 (antes vencimento em abril de 2028), além de alterar a periodicidade do pagamento das parcelas mensais para trimestrais, essa condição se mantendo até março de 2021, em contraparte dessas dilatações foi negociado um encargo adicional de 1,1%. Porém, foi negociado entre as partes que a qualquer momento a Companhia poderá exercer o direito de retornar as condições anteriores ao que

foi negociada nesse aditivo. A parcela IIb refere-se ao valor de mercado dos imóveis da Eletropaulo devolvidos pela FUNCESP à Companhia. Os pagamentos relativos a esse contrato são realizados em parcelas mensais e consecutivas, baseados na tabela Price, que incluem juros anuais de IGP-DI + 5,22% a.a. + 1,1% adicionais referente a negociação feita no quinto aditivo (sendo esta taxa revista anualmente pela FUNCESP de acordo com a legislação em vigor estabelecida pela PREVIC) ou ajuste mensal das parcelas por TR + 8,0% a.a., prevalecendo o maior entre os dois indexadores. Esse contrato tem como garantia os recebíveis da Companhia e seu prazo de vencimento se dará em maio de 2031. Esse contrato não apresenta cláusulas restritivas impostas à Companhia.

- (I.2) Refere-se ao contrato de ajuste de reservas matemáticas, assinado em 30 de setembro de 1997, quinta vez em 14 de maio de 2019, para alongamento do prazo do contrato, prevendo vencimento em abril de 2031 (antes vencimento em abril de 2028), além de alterar a periodicidade do pagamento das parcelas mensais para trimestrais, essa condição se mantendo até março de 2021, em contraparte dessas dilatações foi negociado um encargo adicional de 1,1%. Porém, foi negociado entre as partes que a qualquer momento a Companhia poderá exercer o direito de retornar as condições anteriores ao que foi negociada nesse aditivo. O saldo desse contrato é ajustado anualmente pelos efeitos dos ganhos e perdas atuariais apurados no âmbito da FUNCESP. Os pagamentos relativos a este contrato são realizados em parcelas mensais e consecutivas, baseados na tabela Price, que incluem juros anuais de IGP-DI + 5,22% a.a. + 1,1% adicionais referente a negociação feita no quinto aditivo (sendo essa taxa revista anualmente pela FUNCESP de acordo com a legislação em vigor estabelecida pela PREVIC). Esse contrato tem como garantia os recebíveis da Companhia e seu prazo de vencimento se dará em abril de 2031. Esse contrato não apresenta cláusulas restritivas impostas à Companhia.
- (I.3) A parcela do déficit é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela Companhia para fins de atendimento à Deliberação CVM nº 695/2012 e aquelas utilizadas pela FUNCESP administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento às Resoluções do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano. A taxa de desconto real aplicada pela FUNCESP é de 5,22% a.a. em 31 de dezembro de 2019 (5,64% a.a. em 31 de dezembro de 2018), enquanto a utilizada pela Companhia é de 3,20% a.a. (4,80% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

## **16.2 Benefício de pagamento de multa do FGTS - Programa de incentivo a aposentadoria (PIA)**

A Companhia mantém um Programa de Incentivo à Aposentadoria - PIA assegurando o pagamento de importância equivalente a 40% do saldo do fundo de garantia por tempo de Serviço, acrescida do valor equivalente ao aviso prévio do empregado e demais benefícios, observado todo o contrato de trabalho, àqueles que solicitarem demissão por comprovado motivo de aposentadoria.

A Medida Provisória 905/2019 extinguiu a adicional de 10% da multa rescisória sobre o FGTS. Dessa forma a Companhia ajustou a premissa da multa de 50% para 40%, o que consequentemente gerou um efeito positivo no custo do serviço passado no montante de R\$ 17.027.

O programa de incentivo à aposentadoria (PIA) está previsto no acordo coletivo de trabalho vigente (até 2021), e vem sendo praticado pela Companhia desde 2010. Cabe destacar que o oferecimento do programa aos colaboradores ocorre anualmente (conforme previsto em acordo coletivo vigente) e as regras de elegibilidade, benefícios e pagamento da multa de 40% do FGTS na aposentadoria aos elegíveis estão previstas em acordo coletivo.

## **16.3 Informações relevantes dos benefícios pós-emprego**

(a) **Ativos e passivos atuariais:**

	2019	2018
<u>Obrigações com benefícios pós-emprego</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	15.221.632	12.615.447
Valor justo dos ativos do plano	(9.226.851)	(8.708.781)
<b>Obrigações registradas com benefícios pós-emprego</b>	<b>5.994.781</b>	<b>3.906.666</b>

(b) **Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:**

	2019	2018
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	12.615.447	11.892.830
Custo dos serviços correntes	29.187	18.040
Custo dos juros	1.085.114	1.132.587
Custos do serviço passado	(17.027)	-
Benefícios pagos	(1.152.050)	(1.067.225)
Contribuições dos empregados	7.109	7.299
Perda atuarial	2.653.851	631.916
<b>Valor presente das obrigações atuariais no final do exercício</b>	<b>15.221.631</b>	<b>12.615.447</b>

(c) **Movimentação do valor justo dos ativos do plano:**

	2019	2018
Valor dos ativos do plano no início do exercício	8.708.781	8.078.889
Contribuição do empregador	340.693	353.410
Contribuições dos empregados	7.109	7.299
Benefícios pagos	(1.147.276)	(1.067.225)
Rendimento esperado dos ativos do plano	760.963	782.645
Ganho atuarial gerado pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	556.581	553.763
<b>Valor justo dos ativos do plano no final do exercício</b>	<b>9.226.851</b>	<b>8.708.781</b>

(d) **Despesas reconhecidas no resultado do exercício:**

	2019	2018
Custo dos serviços correntes conforme laudo atuarial	12.159	18.040
Capitalização para infraestrutura em construção	(1.336)	(1.871)
Outras contribuições - Contribuição definida	5.804	4.511
<b>Despesas no exercício com benefícios pós-emprego</b>	<b>16.627</b>	<b>20.680</b>
Custo dos juros das obrigações com benefícios pós-emprego	1.085.114	1.132.587
Rendimento esperado dos ativos do plano	(760.963)	(782.645)
<b>Total dos juros (líquidos) do plano de pensão conforme laudo atuarial</b>	<b>324.151</b>	<b>349.942</b>
<b>Total das despesas no exercício</b>	<b>340.778</b>	<b>370.622</b>

e) **A movimentação contábil do passivo líquido registrado é como segue:**

	2019	2018
<b>Saldo no início do exercício</b>	<b>3.906.666</b>	<b>3.707.100</b>
Custo dos serviços correntes conforme laudo atuarial	12.159	18.040
Juros líquidos conforme laudo atuarial	324.151	349.942
Pagamento de contribuições BD e FGTS	(345.467)	(353.410)
Ajustes de avaliação atuarial	2.097.272	78.153
FGTS PIA (multa FGTS na aposentadoria) - reconhecimento inicial	-	106.841
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>5.994.781</b>	<b>3.906.666</b>

(e.1) O valor de R\$ 345.467 refere-se ao pagamento do último trimestre do exercício de 2018 e do 1º e 2º trimestres de 2019. Foi negociado pela Companhia junto à Funcesp a postergação do pagamento

referente a parcela do 3º trimestre de 2019, que deveria ter ocorrido em outubro de 2019. O pagamento foi realizado em janeiro de 2020, junto com a parcela do último trimestre de 2019, no valor total de R\$ 213.428.

**(f) Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes (ajustes de avaliação atuarial):**

	2019	2018
Saldo no início do exercício	(2.537.025)	(2.458.872)
Perda atuarial gerado pela taxa de desconto	(2.094.452)	(529.143)
Perda atuarial gerada pela experiência demográfica	(629.037)	(478.304)
Ganho atuarial gerado pela premissa demográfica	69.638	375.531
Ganho atuarial gerado pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	556.580	553.763
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>(4.634.296)</b>	<b>(2.537.025)</b>

**(g) Composição dos investimentos do plano por segmento:**

	Distribuição dos investimentos		Limites de alocação estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional
	2020	2019	
Renda fixa	83,50%	82,64%	até 100%
Renda variável	11,09%	10,59%	até 70%
Empréstimos a participantes	1,31%	1,48%	até 15%
Imóveis	2,54%	3,62%	até 20%
Investimentos estruturados	1,56%	1,67%	até 20%
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	

A gestão dos recursos do plano de aposentadoria da Companhia, administrado pela FUNCESP, tem como objetivo principal buscar o equilíbrio de longo prazo entre os ativos do plano já constituídos e as obrigações com pagamento de benefícios de aposentadoria.

Os ativos dos planos são distribuídos em diversas modalidades de investimentos, tais como renda fixa e variável, imóveis, empréstimos e investimentos no exterior. Esses ativos são todos avaliados pelo valor mercado. Os imóveis são ajustados ao valor de mercado por reavaliações efetuadas anualmente, suportadas por laudos técnicos. A depreciação é calculada pelo método linear, considerando o tempo de vida útil do imóvel.

A avaliação desses ativos é submetida aos órgãos de governança da FUNCESP (conselho fiscal), bem como para auditoria externa independente anualmente.

**(h) Premissas atuariais utilizadas:**

	2020	2019	2018
<b>a) Premissas econômicas:</b>			
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial - Benefício definido	N/A	7,33% a.a.	8,99% a.a.
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial - FGTS	N/A	7,22% a.a.	8,94% a.a.
Taxa de desconto nominal para despesa atuarial- Benefício definido	6,91% a.a.	8,99% a.a.	10,04% a.a.
Taxa de desconto nominal para despesa atuarial - FGTS	7,22% a.a.	8,94% a.a.	10,35% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,04% a.a.	6,08% a.a.	6,59% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,50% a.a.
Taxa nominal de reajuste de benefícios	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,50% a.a.
<b>b) Premissas demográficas:</b>			
Tábua biométrica de mortalidade (passivo atuarial)	N/A	AT2000 - masculina agravada em 10%	
Tábua biométrica de mortalidade (despesa)		AT2000 - masculina agravada em 10%	
Tábua biométrica de entrada em invalidez		Light fraca	
Taxa de rotatividade esperada		Experiência 2012 agravada em 40%	
<b>c) Expectativa de vida esperada para aposentadoria aos 65 anos</b>			
	N/A	18,66	18,66

(i) **Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2020:**

	2020
Custo dos serviços correntes	33.840
Custo dos juros das obrigações com benefícios pós-emprego	1.072.668
Rendimento esperado dos ativos do plano	(659.446)
<b>Total dos juros líquidos do plano de pensão</b>	<b>413.222</b>
<b>Total da despesa projetada para o exercício</b>	<b>447.062</b>

(j) **Análise de sensibilidade das premissas atuariais:**

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 15.095.489 para plano de pensão e R\$ 126.143 para FGTS, a Companhia realizou análise de sensibilidade das premissas atuariais considerando uma variação de 0,25%. O resultado da análise quantitativa em 31 de dezembro de 2019 está demonstrado a seguir:

	FGTS		Plano de pensão	
	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)
Taxa de desconto				
Impacto na obrigação de benefício definido	(5.394)	5.786	(724.324)	724.325
Total da obrigação de benefício definido	120.749	131.929	14.371.165	15.819.814

(k) **Outras informações sobre as obrigações atuariais:**

Em 31 de dezembro de 2019, a segregação da obrigação atuarial entre ativos e inativos, é de R\$ 854.460 e R\$ 14.241.029, respectivamente.

Conforme laudo atuarial, o valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2020 é de R\$ 691.411.

A duração média da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício é de 10,3 anos (9,2 anos em 31 de dezembro de 2018).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes, conforme laudo atuarial:

1 ano	1.171.785
Entre 2 e 5 anos	4.414.228
Próximos 5 anos	4.844.341
<b>Total de pagamentos esperados do plano</b>	<b>10.430.354</b>

## 17. Provisões para processos judiciais e outros

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

Provisões são reconhecidas quando há uma obrigação presente (formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, é provável que será necessária uma saída de recursos econômicos para liquidar a obrigação, e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

**Uso de estimativas:** A avaliação da probabilidade de perda por parte dos assessores jurídicos da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. O cálculo dos montantes provisionados é realizado com base em valores estimados e na opinião dos assessores jurídicos internos e externos, responsáveis pelos processos. As provisões são revisadas pelo menos trimestralmente e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos e decisões de tribunais.

**Depósitos Vinculados:** A Companhia classifica os saldos de depósitos vinculados como instrumentos financeiros “custo amortizado”, pois o modelo de negócio da Companhia, tem o objetivo coletar os fluxos de caixa de principal e juros. Esses recebíveis não têm componentes financeiros significativos (juros) incluídos no fluxo de caixa do ativo, sendo corrigidos pela TR (taxa referencial) mais juros entre 3% a 6% ao ano (processos trabalhistas), pela taxa Selic (processos fiscais), pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA) ou pelo índice da Tabela Prática do Tribunal de Justiça de São Paulo (processos cíveis). Pela natureza deste ativo, a Companhia não pode realizar o resgate, venda, desconto em instituições financeiras ou securitização.

**Redução ao valor recuperável:** os saldos relacionados a cauções e depósitos vinculados são classificados como custo amortizado, estando, portanto, sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros.

Os cauções e depósitos vinculados, estão depositados em instituições que a Companhia avalia de baixo risco. Não há histórico de perda de ativos financeiros nas instituições para os quais a Companhia possui cauções e depósitos vinculados. Desse modo, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 não foi registrada nenhuma perda esperada associada aos ativos sob a rubrica cauções e depósitos judiciais, e os mesmos são objeto de monitoramento contínuo pela Companhia.

**Cartas de fiança, seguros garantia:** Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possui cartas de fiança e seguros garantia para processos judiciais conforme relação a seguir:

Natureza	Quantidade	Valor	Taxa a.a.
Fiscal	43	1.429.662	1,00% a 3,00%
Cível	57	480.257	0,20% a 2,35%
Trabalhista	152	613.695	0,20% a 2,35%
Regulatório	7	131.447	0,20% a 2,35%

### 17.1 Provisões relacionadas a processos com probabilidade de perda classificada como provável

As provisões para processos judiciais e outros e respectivos depósitos judiciais estão compostas da seguinte forma:

	Passivo						Ativo		
	Saldo inicial 31.12.2018	Ingressos	Atualizações	Pagamentos	Reversões	Reclassificações	Saldo final 31.12.2019	Depósitos vinculados 31.12.2018	Depósitos vinculados 31.12.2019
Processos trabalhistas (a):	349.117	80.094	19.394	(69.408)	(45.804)	1.268	334.661	169.004	194.294
Processos cíveis (b):	241.522	99.855	21.029	(34.419)	(81.219)	-	246.768	7.309	2.274
Processos regulatórios (c)	95.419	14.100	10.480	-	-	-	119.999	-	-
Processos fiscais (d)									
PIS/COFINS sobre receitas financeiras (d.1)	107.597	16.521	5.850	-	(163)	-	129.805	137.753	114.890
IRPJ e CSLL sobre juros moratórios (d.2)	68.227	-	2.073	-	-	-	70.300	-	-
Outros processos fiscais (d.3)	6.971	393	246	(289)	(698)	(1.268)	5.355	993	2.179
Processos ambientais (e)	5.810	2.451	245	(2.349)	(1.592)	-	4.565	-	-
Acordo Eletrobras (f)	1.600.581	-	38.644	-	-	(1.639.225)	-	-	-
Outros processos	10.701	1.951	-	(1.951)	(82)	-	10.630	-	-
<b>Total</b>	<b>2.485.945</b>	<b>215.365</b>	<b>97.961</b>	<b>(108.416)</b>	<b>(129.638)</b>	<b>(1.639.225)</b>	<b>922.092</b>	<b>315.059</b>	<b>313.637</b>
Circulante	520.852						348.486		
Não circulante	1.965.093						573.606		
<b>Total</b>	<b>2.485.945</b>						<b>922.092</b>		



	Passivo						Ativo		
	Saldo inicial 31.12.2017	Ingressos	Atualizações	Pagamentos	Reversões	Reclassificações	Saldo final 31.12.2018	Depósitos vinculados 31.12.2017	Depósitos vinculados 31.12.2018
Processos trabalhistas (a):	251.420	261.999	15.735	(92.050)	(87.987)	-	349.117	216.548	194.294
Processos cíveis (b):	49.728	243.047	6.794	(35.150)	(27.277)	4.380	241.522	3.140	2.274
Processos regulatórios (c)	45.854	74.316	4.312	-	(29.063)	-	95.419	-	-
Processos fiscais (d)									
PIS/COFINS sobre receitas financeiras (d.1)	87.178	15.254	5.165	-	-	-	107.597	94.289	114.890
IRPJ e CSLL sobre juros moratórios (d.2)	66.020	-	2.207	-	-	-	68.227	-	-
Outros processos fiscais (d.3)	13.102	805	654	(490)	(2.720)	(4.380)	6.971	2.674	2.179
Processos ambientais (e)	6.636	2.538	349	(3.713)	-	-	5.810	-	-
Acordo Eletrobras (f)	1.499.138	-	101.443	-	-	-	1.600.581	-	-
Outros processos	9.741	-	960	-	-	-	10.701	-	-
<b>Total</b>	<b>2.028.817</b>	<b>597.959</b>	<b>137.619</b>	<b>(131.403)</b>	<b>(147.047)</b>	<b>-</b>	<b>2.485.945</b>	<b>316.651</b>	<b>313.637</b>
Circulante	481.893						520.852		
Não circulante	1.546.924						1.965.093		
<b>Total</b>	<b>2.028.817</b>						<b>2.485.945</b>		

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens a seguir, podem não ser realizadas nos períodos estimados devido ao andamento futuro dos processos.

a) **Processos trabalhistas:**

A Companhia está envolvida em 4.054 processos, sendo 3.525 processos demandados por empregados e ex-empregados próprios e terceirizados, 20 processos de natureza previdenciária e 409 ações de complementação de aposentadoria que tramitam na Justiça Comum (4.320 processos, sendo 3.801 de natureza trabalhista demandados por empregados e ex-empregados próprios e terceirizados, 20 processos de natureza previdenciária e 550 ações de complementação de aposentadoria que tramitam na Justiça Comum em 31 de dezembro de 2018) pelos quais são pleiteados equiparação salarial, horas extras, adicional de periculosidade, complementação de aposentadoria entre outros. A Companhia mantém provisão para 838 processos (876 em 31 de dezembro de 2018).

A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos entre 2020 e 2025.

b) **Processos cíveis:**

A Companhia está envolvida em processos cíveis relacionados a (i) autos de Infração lavrados pelo Procon/SP em virtude de supostas violações ao Código de Defesa do Consumidor; (ii) processos relacionados a multas de trânsito; (iii) multas posturais por supostas irregularidades relacionadas à sua operação, ajuizadas pelas municipalidades de sua área de concessão; e (iv) outros processos cíveis de natureza geral e especial, envolvendo ações consumeristas, vinculadas ao contrato de fornecimento de energia elétrica, ações indenizatórias decorrentes de acidentes na rede elétrica e de danos em geral, questões imobiliárias, ações com agentes governamentais, questionamentos envolvendo plano cruzado, relacionamento comercial da Companhia com outras empresas privadas e/ou concessionárias de serviços públicos bem como ações envolvendo agentes fiscalizadores, organizações não governamentais e/ou o Ministério Público, dentre outros.

c) **Processos regulatórios:**

A Companhia possui 8 autos de infração (6 em 31 de dezembro de 2018) relacionados à supostas não conformidades, sendo 5 discutidos no âmbito administrativo junto à ANEL e 3 no âmbito judicial.

c.1) **Processos regulatórios em fase judicial:**

Auto de infração	Data do recebimento	Natureza	Última decisão	Provável	Possível
Nº 015/TN170	Maio de 2000	Inclusão de valores do poder público na provisão para créditos de liquidação duvidosa -PCLD	Julho de 2012 - Desfavorável - 2ª Instância	22.579	-
Nº 014/2015	Setembro de 2015	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2014)	Outubro de 2019 - Desfavorável - 1ª Instância	3.584	30.930
Nº 001/2016	Janeiro de 2016	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2013)	Aguardando decisão	17.466	50.140
<b>Total</b>				<b>43.629</b>	<b>81.070</b>

A Companhia mantém contratada carta fiança para o auto 015/TN170, e seguro garantia para os autos 014/2015 e 001/2016. A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os autos serão concluídos até 2025.

O montante de R\$ 81.070 é classificado como probabilidade de perda possível, conseqüentemente nenhuma provisão foi constituída - nota explicativa nº 17.2 (b.3).

**c.2) Processos regulatórios em fase administrativa:**

Auto de infração	Data do recebimento	Natureza	Última decisão	Provável	Possível
Nº 063/2017	Novembro de 2017	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2012)	Outubro de 2018 - Favorável (parcialmente) - 1ª Instância	19.666	4.967
Nº 064/2017	Novembro de 2017	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2015)	Novembro de 2018 - Favorável (parcialmente) - 1ª Instância	20.796	3.837
Nº 1008/2018	Dezembro de 2018	Irregularidade no tratamento às manifestações de consumidores por meio de centrais de teleatendimento e ouvidoria	Aguardando decisão	21.115	19.811
Nº 006/2019	Agosto de 2019	Verificação de cumprimento de determinação no processo de Nível de Tensão 2009 e 2010	Aguardando decisão	2.979	-
Nº 0010/2019	Novembro de 2019	Ineficiência na identificação da gravidade e extensão de danos causados aos consumidores, provocado por curto circuito de longa duração	Aguardando decisão	11.212	2.411
<b>Total</b>				<b>75.768</b>	<b>31.026</b>

A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os autos serão concluídos em até 2 anos.

O montante de R\$ 31.026 é classificado como probabilidade de perda possível, conseqüentemente nenhuma provisão foi constituída - nota explicativa nº 17.2 (b.3).

**d) Processos fiscais:**

**d.1) PIS/COFINS sobre receitas financeiras:** A Companhia discute judicialmente os efeitos do Decreto nº 8.426/2015, que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras. Foram proferidas decisões desfavoráveis em 1ª e 2ª instâncias e a Companhia interpôs recursos especial e extraordinário, que permanecem sobrestados até o julgamento de recurso representativo da controvérsia pelo Supremo Tribunal Federal – STF. A decisão proferida pelo STF, será replicada em todos os processos de mesma matéria, no território nacional. Baseado na opinião de seus assessores jurídicos, estima-se que esse processo será concluído até 2022. Para obter a suspensão da exigibilidade do débito, a Companhia deposita mensalmente, em juízo, o valor em discussão.

**d.2) IRPJ e CSLL sobre juros moratórios:** A Companhia discute judicialmente a incidência de IRPJ e CSLL sobre receitas auferidas a título de juros moratórios, em razão do atraso no adimplemento de obrigações contratuais por terceiros. Em março de 2012, foi proferida decisão favorável em 1ª instância e aguarda-se julgamento em 2ª instância do recurso apresentado pela Fazenda Nacional. Com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima-se que esse processo será concluído nos próximos 5 anos. Os débitos em discussão estão suspensos, em razão de liminar concedida pelo Juiz de 1ª instância.

**d.3) Outros processos fiscais:** Processos fiscais de natureza geral, dentre os quais se destacam os casos de IPTU e taxas, principalmente de fiscalização e funcionamento de estabelecimentos. Nesses casos, as suspensões das exigibilidades dos débitos foram obtidas por meio de depósitos judiciais e oferecimento de garantias – fianças e seguros.

**e) Processos ambientais:**

Os órgãos ambientais de São Paulo acompanham atividades de gerenciamento ambiental de alguns imóveis da Companhia, por meio de processos administrativos próprios, levando a Companhia, com

base em estudos técnicos, a reconhecer provisões para os valores das demandas que são passíveis de quantificação. Dentre esses processos, destacam-se as demandas relacionadas a solo e água subterrânea as quais, em sua maioria, encontram-se em fase de monitoramento para encerramento perante os órgãos ambientais, tais como as Estações transformadoras de distribuição e alguns imóveis, bem como o processo judicial Represa de Guarapiranga descrito a seguir:

**e.1) Represa Guarapiranga:** Em setembro de 1996, o Ministério Público do Estado de São Paulo (MP) moveu ação civil pública em face da Companhia e da Associação Desportiva Cultural visando à reparação de supostos danos ambientais que teriam sido ocasionados pela construção de um clube esportivo e recreativo às margens da Represa de Guarapiranga. A ação foi julgada procedente condenando as rés, solidariamente, ao cumprimento das seguintes obrigações de fazer: (i) regularização de construções em áreas denominadas de "segunda categoria" e, (ii) demolição total das obras e construções situadas na área denominada de "primeira categoria", com o plantio de árvores em lugares determinados em perícia. A decisão determina ainda o pagamento de indenização ou, alternativamente, a implantação de um projeto ambiental. A decisão de mérito desfavorável à Companhia transitou em julgado em 10 de agosto de 2012. Em janeiro de 2013 o processo retornou à 1ª instância e teve início a execução. A Companhia segue em tratativas com o Ministério Público, a Secretaria do Meio Ambiente – SMA e o Departamento de Parques e Áreas Verdes para a implementação de um projeto ambiental (restauração ecológica) nos Parques Municipais Jaceguava e Itaim.

**f) Acordo Eletrobras:**

Em 9 de março de 2018, a Companhia celebrou acordo com a Eletrobras e seus advogados visando encerrar disputa judicial que envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") e a Companhia, relativa ao saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa estatal (ECF-1.046/1986), que posteriormente foi cindida, dando origem à quatro companhias, entre as quais a Companhia e a CTEEP atuais. Em 25 de abril e 10 de junho de 2019 foi certificado o trânsito em julgado dos acordos com a Eletrobras e com os advogados, restando atendidas todas as condições para início dos pagamentos, razão pela qual a Companhia reclassificou os valores envolvidos de "provisões judiciais e outros" para "Contas a pagar – Acordo Eletrobras" – nota explicativa nº 19.

## **17.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível**

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por esse motivo, nenhuma provisão sobre eles foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos internos e externos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

		Valor estimado da contingência	
		2019	2018
<b>Processos cíveis (a)</b>		<b>504.253</b>	<b>354.032</b>
(a.1)	Processos cíveis diversos	504.253	354.032
(a.2)	Enquadramento de consumidores - ação civil pública	Não determinado	Não determinado
(a.3)	Ação civil pública - contas vencidas - 90 dias	Não determinado	Não determinado
(a.4)	Revisão tarifária - exclusão de valores - contratos bilaterais	Não determinado	Não determinado
(a.5)	Revisão tarifária - inclusão benefício fiscal	Não determinado	Não determinado
(a.6)	Uso da faixa de domínio de rodovias	Não determinado	Não determinado
(a.7)	Ação civil pública - Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC	Não determinado	Não determinado
(a.8)	Arbitragem Neoenergia	Não determinado	Não determinado
<b>Processos regulatórios (b)</b>		<b>1.375.147</b>	<b>1.316.868</b>
(b.1)	Devolução tarifária - Base Blindada	888.028	847.243
(b.2)	Ação Anulatória - AI 122/2012 - Base de Remuneração Regulatória (BRR)	183.523	178.165
(b.3)	Autos de infração - Indicadores de continuidade e AI nº 1008/2018	118.015	107.055
(b.4)	Ação Anulatória - AI 008/2012 - Ativo imobilizado em serviço (AIS/2010)	91.013	88.434
(b.5)	Autuações PCLD - Provisão para créditos de liquidação duvidosa	70.707	64.347
	Outros processos regulatórios	23.861	31.624
<b>Processos fiscais (c)</b>		<b>2.538.931</b>	<b>2.347.996</b>
(c.1)	CSLL - base negativa	151.836	148.283
(c.2)	Execuções fiscais municipais - diversas	92.675	85.727
(c.3)	PIS - Estatuto da decadência	241.884	238.461
(c.4)	COFINS - anistia	161.329	159.289
(c.5)	COFINS - Multa de Ofício	70.786	58.988
(c.6)	Autos de infração de ICMS - Estornos de débitos	153.174	151.507
(c.7)	Plano Suplementar de Aposentadoria e Pensão	171.544	167.979
(c.8)	PIS - Decretos-Lei nos 2.445/1988 e 2.449/1988	653.098	640.727
(c.9)	FINSOCIAL	223.272	216.913
(c.10)	PIS - Compensações Decretos (Créditos Remanescentes)	156.866	151.813
(c.11)	Autos de infração de ICMS - Ativo imobilizado	126.030	107.936
(c.12)	Contribuição para o custeio da iluminação pública - COSIP - São Paulo/SP - 2011 a 2015	130.586	118.617
(c.13)	Multa Isolada - PIS Compensações - Créditos Remanescentes	45.263	42.749
(c.14)	Autos de infração de PIS/COFINS - Glosa de créditos	81.567	-
	Outros processos fiscais	79.021	59.007
<b>Processos trabalhistas (d)</b>		<b>1.092.109</b>	<b>1.019.172</b>
(d.1)	Ação Civil Pública - Terceirização	Não determinado	Não determinado
(d.2)	Ações de periculosidade - Sede barueri	117.142	109.611
(d.3)	Recolhimentos do FGTS - Fundo de Garantia por Tempo de Serviço	94.898	93.458
(d.4)	Notificação Fiscal de Lançamento de Débitos (NFLDs) - execuções fiscais	53.042	52.430
(d.5)	Contribuição Previdenciária - SAT	44.013	42.816
	Outros processos trabalhistas	783.014	720.857

Destacamos a seguir, as principais causas com risco de perda avaliadas como possível.

**(a) Processos cíveis:**

**(a.1)** A Companhia está envolvida em processos cíveis diversos, sendo que as naturezas desses processos já foram descritas na nota explicativa nº 17.1.b.

**(a.2) Enquadramento de Consumidores - Ação civil pública:** O Ministério Público Federal e a PROTESTE - Associação Brasileira de Defesa do Consumidor ingressaram em 1º de junho de 2005 com uma Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL requerendo o enquadramento na subclasse baixa renda das unidades consumidoras incluídas nos empreendimentos habitacionais de interesse social. Os autores apresentaram recursos ao Tribunal Regional Federal da 3ª Região, os quais foram julgados improcedentes em 25 de fevereiro de 2019, mantendo os termos da decisão favorável a Companhia em 1º instância, ocorrida em outubro de 2018. O valor envolvido nesta ação não pode ser estimado, uma vez que se trata de Ação Civil Pública e em sendo alterado o teor da decisão que foi favorável à Companhia, os usuários deverão requerer individualmente o cumprimento e os benefícios decorrentes da decisão.

- (a.3) Ação civil pública – contas vencidas – 90 dias:** Em 15 de abril de 2005, o Ministério Público Federal (MPF) ajuizou Ação Civil Pública contra a Companhia visando: (i) definir o prazo de prescrição da cobrança de valores referentes a contas de consumo em atraso para 90 dias; (ii) à restituição em dobro de qualquer quantia que tenha sido erroneamente cobrada de consumidores que assinaram Termos de Confissão de Dívida (TCD's) que eram parcialmente ou totalmente compostas de débitos de terceiros (antigos proprietários, inquilinos ou ocupantes) e; (iii) que a ANEEL fiscalize o cumprimento de tais determinações pela Companhia.

Em setembro de 2015 ocorreu decisão de 2ª instância desfavorável, mantendo a decisão de 1ª instância e determinando a devolução em dobro dos TCDs, tendo a Companhia recorrido contra essa decisão aos Tribunais Superiores em janeiro de 2016. Atualmente a Companhia aguarda o julgamento dos recursos em Brasília.

Execução provisória: Em maio de 2010, o Ministério Público Federal iniciou execução provisória para identificar os clientes abrangidos na discussão. Em outubro de 2018 o Tribunal acolheu recurso do MPF e determinou que a Companhia apresente todos os TCDs, sob pena de multa, sem fixar prazo para cumprimento, determinando que a ANEEL fiscalize. A Companhia recorreu da decisão em julho de 2019.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável nos recursos apresentados, a Companhia poderá desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo, não são passíveis de quantificação.

- (a.4) Revisão tarifária – exclusão de valores – contratos bilaterais:** O Ministério Público Federal ingressou em 5 de dezembro de 2003 com Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL visando à desconsideração dos valores do contrato firmado entre a Companhia e a AES Tietê na composição tarifária, bem como o reembolso em dobro aos clientes por tarifas supostamente cobradas a maior em 2003. A demanda foi julgada favorável a Companhia em 1ª instância em novembro de 2007. Em março de 2012, foi acolhido o recurso apresentado pelo MPF para determinar que o processo passe por uma perícia, para apurar se houve eventual onerosidade excessiva para os consumidores da Companhia. A Companhia apresentou recursos em julho de 2012 aos Tribunais Superiores. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo não são passíveis de quantificação, sendo que no presente caso eventuais desembolsos em caso de condenação da Companhia deverão ser requeridos pelos usuários supostamente lesados.
- (a.5) Revisão tarifária – inclusão benefício fiscal:** O Ministério Público ingressou em 16 de novembro de 2004 com Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL visando ao reconhecimento e consequente extinção do benefício indevidamente gerado pela contabilização dos benefícios decorrentes do pagamento de juros sobre capital próprio na composição tarifária, bem como pretendendo compelir a Companhia a devolver em dobro os valores supostamente cobrados de forma indevida após a revisão tarifária de 2003. Em maio de 2010 a demanda foi julgada favorável em 1ª instância para a Companhia. Aguarda-se julgamento pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região do recurso de apelação apresentado pelo Ministério Público Federal. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo não são passíveis de quantificação.
- (a.6) Uso da faixa de domínio de rodovias:** A Companhia é parte em ações judiciais que discutem a onerosidade de sua atuação para a instalação e manutenção de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias. Existem decisões favoráveis e desfavoráveis julgadas em diferentes instâncias, com repercussão geral reconhecida no Recurso Extraordinário nº 581.947 (tema 261), o qual aguarda-se julgamento. Caso sobrevenham decisões finais desfavoráveis, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento dos processos não são passíveis de quantificação.

- (a.7) **Ação civil pública – Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC:** Em março de 2017, o Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (IDEC) ajuizou ação civil pública contra a Companhia, objetivando a (i) devolução em dobro, juros e correção monetária a todos os consumidores que pagaram por serviços atípicos cobrados na fatura de energia elétrica nos últimos 5 anos, sem que houvesse sua respectiva solicitação expressa; e (ii) danos morais coletivos em valor não inferior a R\$ 1.000.

Em março de 2018, a Companhia apresentou recurso ao TJSP contra a decisão desfavorável de primeira instância de janeiro de 2018. Caso sobrevenha decisão final desfavorável não é possível assegurar que a Companhia não tenha que restituir valores adicionais aos já restituídos aos consumidores que, dado o atual andamento do processo, não são passíveis de quantificação.

- (a.8) **Arbitragem Neoenergia:** Trata-se de arbitragem proposta pela Neoenergia em face da Companhia perante a Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM com base no Acordo de Investimento celebrado entre a Companhia e a Neoenergia em 16 de abril de 2018. Esse caso é tratado sob confidencialidade, razão pela qual a Companhia limitou-se em divulgar as informações acima descritas.

(b) **Processos regulatórios:**

- (b.1) **Devolução tarifária – Base blindada:** Em agosto de 2014, a Companhia ingressou com Ação Anulatória objetivando a obtenção de liminar para suspender os efeitos da (i) decisão da diretoria da ANEEL, no processo do Cabo 1271 MVM, que determinou que a Companhia efetuassem a restituição aos seus consumidores da quantia total de R\$ 626.052 (atualizada até novembro de 2013), anulando os efeitos da incorporação das parcelas de amortização e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente (i.e., Cabo), e (ii) das decisões administrativas subsequentes da ANEEL que negaram pedido subsidiário relativo à inclusão de determinados ativos subavaliados em sua base de remuneração para o Reajuste Tarifário Anual de 2014, com a anulação das decisões da ANEEL ao final do processo. Em 9 de setembro de 2014, a Companhia obteve decisão liminar no Agravo para que a ANEEL efetuassem o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo constante nos Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e 2.176/2014, a qual encontra-se vigente a despeito dos recursos interpostos pela ANEEL. Em relação ao mérito ainda não houve decisão de 1ª instância. A Companhia ingressou com Ação Anulatória.

- (b.2) **Ação Anulatória – AI 122/2012 – Base de Remuneração Regulatória (BRR):** Em agosto de 2015 foi ajuizada pela Companhia Ação Anulatória contra a ANEEL, requerendo provimento judicial que declare a ilegalidade do despacho ANEEL que manteve certas não conformidades e, por conseguinte, a anulação da multa imposta. Decisão de primeira instância desfavorável à Companhia em julho de 2017. Para esse processo a Companhia mantém a contratação de um seguro garantia. Atualmente a Companhia aguarda julgamento do recurso de apelação apresentado em junho de 2018.

- (b.3) **Autos de Infração - Indicadores de continuidade e AI nº 1008/2018:** Vide nota explicativa 17.1 (c.1 e c.2).

- (b.4) **AI nº 008/2012 – Ativo imobilizado em serviço:** Ação Anulatória ajuizada pela Companhia em agosto de 2016, contra a ANEEL, pretendendo a anulação do Auto de Infração nº 008/2012, no qual a ANEEL penalizou a Companhia em razão de supostas inadequações formais de certos registros contábeis que, na visão da Companhia, não geraram nenhuma consequência prática negativa para as tarifas nem para o serviço prestado pela Companhia. Para esse processo a Companhia mantém a contratação de um seguro garantia. Em maio de 2019, ocorreu decisão em 1ª instância desfavorável, da qual a Companhia irá recorrer.

- (b.5) **Autuações PCLD – Provisão para créditos de liquidação duvidosa:** Em 5 de abril de 2001 foi lavrado o auto de infração AI 027/TN0336/1 pela ANEEL em decorrência da inclusão dos créditos contra o Poder Público na PCLD – provisão para créditos de liquidação duvidosa. Em agosto de 2013 a Companhia obteve decisão favorável, revertendo a decisão desfavorável em 1ª instância ocorrida em

fevereiro de 2002. Atualmente a Companhia aguarda a decisão dos recursos apresentados pela ANEEL nas instâncias superiores. Em abril de 2001 foi lavrado o auto de infração AI 027/TN0336/1 pela ANEEL em decorrência da inclusão dos créditos contra o Poder Público na PCLD – provisão para créditos de liquidação duvidosa.

**(c) Processos fiscais:**

**(c.1) CSLL – base negativa:** A Companhia discute judicialmente a aplicação da MP nº 2.158/2001, que determinou que as empresas decorrentes de cisão parcial somente poderiam aproveitar os créditos de base negativa de CSLL na exata proporção do patrimônio líquido da empresa cindida. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões favoráveis à Companhia. Atualmente a Companhia aguarda o julgamento do recurso especial interposto pela Fazenda Nacional no Superior Tribunal de Justiça (STJ). A suspensão da exigibilidade do débito foi obtida por meio de seguro garantia.

**(c.2) Execuções fiscais municipais – diversas:** A Companhia possui diversas execuções fiscais ajuizadas pelas municipalidades na área de concessão, em diferentes estágios processuais, em que são exigidos supostos débitos de IPTU, ISS e taxas. A variação dos valores de 2018 para 2019 se deve, principalmente, ao ingresso de novas execuções fiscais. Nesses casos, as suspensões das exigibilidades dos débitos foram obtidas por meio de depósitos judiciais e oferecimento de garantias – fianças e seguros.

**(c.3) PIS – Estatuto da decadência:** Trata-se de Execução Fiscal ajuizada em maio de 2008, a fim de cobrar supostos débitos de PIS, decorrentes da aplicação das normas impostas pela MP nº 1.407/1996. Em junho de 2008, a Companhia opôs Embargos à Execução, no qual se discute: (i) a necessidade de lançamento, que não foi realizado pelo Fisco; (ii) que apenas tributos declarados em DCTF (Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais) como devidos são passíveis de inscrição direta em dívida ativa; e (iii) a decadência do direito da União Federal. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões desfavoráveis à Companhia e aguarda-se os julgamentos dos recursos por ela apresentados pelo STJ e STF. Após decisão desfavorável em 2ª instâncias, em junho de 2019, a Companhia teve que substituir a fiança bancária por depósito em dinheiro.

**(c.4) COFINS – anistia:** A Companhia discute judicialmente a adesão ao programa de parcelamento previsto na Lei nº 9.779/1999, para quitar débitos de COFINS, com as reduções de multa e juros. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões favoráveis à Companhia, em relação a possibilidade de adesão ao programa de parcelamento. No que se referem aos encargos legais de 20% sobre os valores dos débitos, em 2ª instância foi proferida decisão pela sua manutenção. A Companhia interpôs recursos especial e extraordinário aos tribunais Superiores, contra a manutenção dos encargos legais, que aguardam julgamento. A suspensão da exigibilidade do débito foi obtida por meio de carta fiança e seguro garantia complementar.

**(c.5) COFINS – Multa de ofício:** Trata-se de Execução Fiscal visando à cobrança de multa de ofício, relativa à COFINS, no período de abril de 1992 a março de 1993, quitada por meio de programa de parcelamento (anistia fiscal instituída pela MP nº 2.158/1999). Em junho de 2018, a Companhia opôs Embargos à Execução, julgados improcedentes em 1ª instância, uma vez que o Juiz entendeu que a anistia fiscal instituída pela MP nº 2.158/1999 não previa descontos para multas de ofício, apenas juros e multa de mora. Em abril de 2019, a Companhia interpôs recurso de apelação, que aguarda julgamento. A multa de ofício não sofre atualização. Após decisão desfavorável de 1ª instância e, para manter o débito suspenso, a Companhia teve que substituir a fiança bancária por depósito em dinheiro em 13 de fevereiro de 2019.

**(c.6) Autos de infração de ICMS – estornos de débitos:** A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) lavrou autos de infração contra a Companhia em razão de supostas irregularidades cometidas em estornos de débitos de ICMS, oriundos, por exemplo, de revisões de faturas emitidas aos clientes. Para os diversos processos dessa natureza (nas esferas judicial e administrativa), a Companhia baseia sua defesa nos seguintes argumentos: (i) Decadência parcial (período de janeiro a

março de 2010); (ii) direito ao crédito de ICMS decorrente do estorno de débito nas notas de energia elétrica emitidas aos consumidores; (iii) cobrança em duplicidade do imposto – mesmo estorno glosado mais de uma vez pelo Fisco; (iv) apropriação do crédito fora do mês de competência não autoriza a glosa dos estornos apropriados; (v) juntada das notas fiscais substitutas que comprovam a correção do procedimento adotado. Em relação aos processos que já estão no judiciário, a Companhia obteve a suspensão da exigibilidade do débito por meio de seguros garantia.

- (c.7) Plano Suplementar de Aposentadoria e Pensão:** Em 14 de fevereiro de 2005, a Receita Federal do Brasil (RFB) lavrou auto de infração contra a Companhia exigindo o recolhimento de débitos de IRPJ e de CSLL relativos aos anos de 2001 e 2002, em face da dedução de valores pagos a título de previdência suplementar acima da limitação de 20% imposta pela Lei nº 9.532/97. Em abril de 2019, foi proferida sentença favorável em 1ª instância, determinando ao CARF a realização de novo julgamento do recurso administrativo da Companhia. Contra esta decisão, em março de 2019, a Procuradoria da Fazenda interpôs recurso de apelação, o qual aguarda julgamento em 2ª instância.
- (c.8) PIS – Decretos-Lei nº 2.445/1988 e 2.449/1988:** Tratam-se de Execuções Fiscais visando à cobrança de débitos federais, decorrentes de compensações feitas pela Companhia, em 2002, em razão de o STF declarar a inconstitucionalidade dos decretos acima. A Fazenda Nacional sustenta que a Companhia aproveitou os créditos antes do trânsito em julgado da decisão favorável e, também, que foram compensados créditos de PIS, com débitos de outros impostos federais. Em Embargos às Execuções, a Companhia sustenta que procedeu às compensações conforme a decisão judicial favorável e que o procedimento adotado foi correto. Essas Execuções Fiscais se encontram em diversos estágios processuais. A suspensão da exigibilidade do débito foi obtida por meio dos oferecimentos de seguros garantia e fianças bancárias.
- (c.9) FINSOCIAL:** Em julho de 2012, a Companhia foi intimada de dois despachos decisórios que homologaram parcialmente as compensações realizadas com créditos de FINSOCIAL. Apesar de tais créditos terem sido reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado, o Fisco questionou o montante compensado em razão dos critérios de atualização utilizados pela Companhia. Em abril de 2013, houve decisão de 1ª instância desfavorável, e a Companhia em maio de 2013, apresentou recurso voluntário, que aguarda julgamento.
- (c.10) PIS Compensações Decretos (Créditos Remanescentes):** Em agosto de 2014, a Companhia foi intimada pela Receita Federal sobre a não homologação de compensações administrativas realizadas entre créditos remanescentes de PIS recolhidos a maior com base nos Decretos-Leis nº 2.445/1988 e 2.449/1988, e débitos de PIS e COFINS relativos ao período compreendido entre abril e maio de 2013. Em setembro de 2014 foi apresentada defesa administrativa. Em 14 de janeiro de 2019, foi proferida decisão de 1ª instância parcialmente favorável à Companhia. De forma favorável, foi reconhecido o direito creditório da Companhia, bem como reconheceu que a Companhia era contribuinte do PIS e não do PASEP. No entanto, de forma desfavorável, a decisão divergiu quanto aos valores dos créditos que a Companhia teria direito. Em face dos itens desfavoráveis da decisão, em 12 de fevereiro de 2019 a Companhia apresentou recurso, e aguarda julgamento em 2ª instância administrativa.
- (c.11) Autos de infração de ICMS - Ativo imobilizado:** A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) lavrou autos de infração contra a Companhia questionando a apropriação de créditos de ICMS incidente na aquisição de bens destinados ao seu ativo imobilizado. Existem diversos processos dessa natureza nas esferas judicial e administrativa, e a defesa da Companhia está baseada em: (i) decadência parcial do crédito tributário e (ii) legitimidade dos créditos de ICMS apropriados em relação aos bens adquiridos pela companhia para a instalação, ampliação e substituição das redes de distribuição de energia elétrica, pois integram o seu ativo imobilizado, são intrinsecamente vinculados à atividade de fornecimento de energia elétrica, sujeita à incidência do ICMS e, submetem-se a rígido controle contábil apto a segregar com segurança as mercadorias destinadas à instalação, ampliação e substituição das linhas de distribuição de energia (alegação de legitimidade é suportada por laudos técnicos elaborados pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas - "IPT"). Em relação ao processo que já



está no judiciário, a Companhia obteve a suspensão da exigibilidade do débito por meio de seguros garantia.

**(c.12) Contribuição para o custeio da iluminação pública – COSIP – São Paulo/SP - 2011 a 2015:** A Companhia discute judicialmente Autos de Infração lavrados pelo Município de São Paulo, para exigir o recolhimento da contribuição para o custeio da iluminação pública – COSIP, relativa ao período de março de 2011 a dezembro de 2015. Os referidos autos de infração estão baseados em fatos e motivos distintos que, em resumo, são os seguintes: (i) classificação incorreta de unidades consumidoras, (ii) aplicação indevida de isenção e (iii) ausência de pagamento de multa no recolhimento da contribuição em atraso. Em 17 de julho de 2018, foi publicada decisão de primeira instância parcialmente favorável, afastando a cobrança de juros pelo Município de São Paulo/SP em patamar superior à variação da taxa SELIC e mantendo a exigência remanescente. No que se refere à parte mantida da exigência, a Companhia apresentou recurso contra esta decisão em 1º de agosto de 2018. Em 02 de julho de 2019 foi proferida decisão parcialmente favorável à Companhia, confirmando a decisão de 1ª instância. Considerando o reconhecimento da necessidade de produção de provas pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo com relação ao valor principal da COSIP, a Companhia entendeu por bem não recorrer da referida decisão na via do Mandado de Segurança e continuar a discussão em uma nova ação judicial que possibilite a produção de provas. A nova ação judicial será proposta tão logo o STF homologue a desistência do Mandado de Segurança. A Companhia obteve as suspensões das exigibilidades dos débitos por meio de seguro garantia.

**(c.13) Multa isolada – PIS Compensações – Créditos remanescentes:** Trata-se de processo administrativo oriundo da imposição de multa isolada pela Receita Federal do Brasil (RFB) à Companhia em face da não homologação de compensações efetuadas com créditos de Contribuição ao PIS, decorrentes de recolhimentos indevidos realizados com base nos Decretos-Leis 2445 e 2449/88. Tal multa compreende 50% do valor histórico das compensações que, apesar de não homologadas, encontram-se em discussão na esfera administrativa (caso “PIS Compensações – Créditos remanescentes”). Em 5 de dezembro de 2018, a Companhia foi notificada da imposição da multa e, em 28 de dezembro de 2018, apresentou sua defesa, aguardando desde então o julgamento em primeira instância administrativa.

**c.14) Autos de infração de PIS/COFINS – Glosa de créditos:** Tratam-se de autos de infração lavrados pela Receita Federal do Brasil contra a Companhia, visando à cobrança de débitos de contribuição ao PIS e à COFINS, por suposto recolhimento a menor, nos exercícios de 2013 a 2015, decorrentes da glosa de créditos tomados na aquisição de bens e de serviços. Desde julho de 2017, a Companhia contesta administrativamente os lançamentos, que se encontram em diferentes estágios processuais.

**(d) Processos trabalhistas:**

**(d.1) Ação civil pública – Terceirização:** Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público do Trabalho - MPT em 25 de novembro de 2016, pleiteando ordem liminar para que a Companhia, no prazo de 180 dias, sob pena de multa diária de R\$ 50 para cada obrigação não cumprida: (i) se abstenha de efetuar terceirização de atividade-fim e/ou de qualquer atividade em que exerça subordinação direta aos seus terceirizados, (ii) internalize os terceirizados que atuem na atividade-fim e/ou em qualquer atividade que a Companhia exerça subordinação, (iii) garanta tratamento isonômico aos terceirizados em relação aos colaboradores da Companhia (enquadramento sindical, remuneração e benefícios) e, ao final da ação, também seja condenada (iv) a indenizar no valor de R\$ 120.000 (R\$ 20.000 de dumping social e R\$ 100.000 de danos morais coletivos).

Em 05 de abril de 2019 foi publicada sentença de mérito, julgando a ação procedente em parte em 1ª Instância. A decisão validou os procedimentos da terceirização aplicados pela Companhia diante da ausência de subordinação e pessoalidade em face dos terceiros bem como fiscalização relacionada à segurança do trabalho, afastando com isso a existência de fraude à terceirização ou vínculo direto com a Companhia. No entanto, reconheceu a equiparação de direitos quanto a remuneração e benefícios entre os empregados das contratadas e os empregados da Companhia, no prazo de 120 dias, sob pena de multa mensal de R\$ 1.000, bem como condenou a Companhia ao pagamento de R\$ 5.000 por danos

morais coletivos. A Companhia ingressou com 1º recurso e definiu-se o início da obrigação de fazer, bem como alterou o prazo para a legalização dos benefícios para 180 dias após o trânsito em julgado. Em 15 de outubro de 2019 foi publicada decisão mantendo os termos da sentença. A Companhia interporá recurso no Tribunal Regional do Trabalho.

Os advogados que patrocinam a Companhia na ação mantêm a avaliação de risco do processo como possível para o desembolso do montante de R\$ 5.000 por danos morais coletivos e no tocante aos valores da equiparação de direitos entre os empregados das contratadas e os empregados da Companhia o montante é considerado inestimável em razão da fundamentação fornecida na referida sentença.

- (d.2) Ações de periculosidade – Sede Barueri:** Foram ajuizadas, no dia 5 de dezembro de 2016, 5 ações coletivas pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo visando o pagamento de adicional de periculosidade para colaboradores da Companhia lotados na Sede Administrativa de Barueri no período em que um moto-gerador esteve instalado no topo do edifício (entre fevereiro de 2012 e fevereiro de 2016).

Caso sobrevenham eventuais decisões finais desfavoráveis nas ações acima mencionadas, a Companhia poderá ter que desembolsar o valor estimado atualizado para 31 de dezembro de 2019 de R\$ 119.652 (R\$ 109.611 em 31 de dezembro de 2018), o qual, dado o atual andamento dos processos, representa o cálculo da estimativa de liquidação dos pedidos formulados nas ações.

- (d.3) Recolhimentos do FGTS – Fundo de Garantia por Tempo de Serviço:** Em novembro de 1998 foram lavradas pela Caixa Econômica Federal três notificações relativas à suposta falta de recolhimento de FGTS durante o período de janeiro de 1993 a setembro de 1998. A exigência fiscal integralmente foi mantida na esfera administrativa, e nesse caso a Companhia mantém contratado seguro garantia. Sentença de mérito favorável em parte para Companhia, com apelação da União pendente de julgamento no Tribunal.

- (d.4) Notificação Fiscal de Lançamento de Débitos (NFLDs) – execuções fiscais:** Três execuções fiscais promovidas pelo INSS contra a Companhia que versam sobre incidência de contribuição previdenciária sobre diferentes verbas de cunho não remuneratório. As três ações tiveram decisão desfavorável para Companhia, estando pendentes de julgamento de recursos no Tribunal, e estão garantidas por depósito judicial.

- (d.5) Contribuição Previdenciária – SAT:** Trata-se de processo administrativo decorrente de despacho decisório lavrado pela Receita Federal do Brasil não homologando compensações declaradas no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2011 com créditos de contribuição previdenciária apurados entre setembro de 2006 e agosto de 2011. Tais créditos são oriundos da revisão do enquadramento da Companhia nos graus de risco destinados ao antigo Seguro Acidente do Trabalho (SAT), atual Grau de Incidência de Incapacidade Laborativa e Riscos de Acidente do Trabalho (GIIL-RAT), considerando a atividade preponderante realizada, amparada em Laudos Técnicos de Condições Ambientais de Trabalho (LTCAT).

Durante a fase administrativa houve decisão final desfavorável. Atualmente, a Companhia discute o assunto em ação judicial específica (Ação Anulatória), tendo sido determinada a suspensão da exigibilidade do débito, visto a apresentação de seguro garantia pela Companhia.

## 18. Encargos setoriais

Os encargos setoriais são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia. Cada um dos encargos possui objetivos predefinidos.

	Nota	2019	2018
<b>CIRCULANTE</b>			
Pesquisa e desenvolvimento		101.027	105.328
Fundo nacional de desenvolvimento tecnológico		2.306	2.036
Ministério de Minas e Energia		1.153	1.018
Eficiência energética		269.934	183.814
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	18.1	-	111.315
Encargos do consumidor - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias		43.473	-
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		1.579	1.144
Outros encargos		62	33
<b>Total</b>		<b>419.534</b>	<b>404.688</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Pesquisa e desenvolvimento		34.553	38.689
<b>Total</b>		<b>34.553</b>	<b>38.689</b>

- 18.1 A cota do encargo CDE Conta ACR foi extinta a partir da competência agosto de 2019, não restando saldos a serem pagos em 31 de dezembro de 2019.

## 19. Contas a pagar – Acordo Eletrobras

Conforme citado na nota explicativa nº 17.1 (d), com o trânsito em julgado das homologações dos Acordos com a Eletrobras e com os Advogados, ocorridos em 25 de abril de 2019 e 10 de junho de 2019, respectivamente, as condições previstas para início dos pagamentos foram atendidas, motivo pelo qual a Companhia realizou os pagamentos no dia 10 de junho de 2019, da primeira parcela dos referidos Acordos, devidamente atualizados.

Diante de tais fatos, em abril de 2019, os montantes envolvidos no acordo foram reclassificados de “provisões judiciais e outros” no montante de R\$ 1.639.225 para “Contas a pagar – Acordo Eletrobras”.

O pagamento da 1ª parcela do acordo, ocorreu no 2º trimestre de 2019, no valor atualizado de R\$ 274.477 para a Eletrobras, e R\$ 55.086 aos advogados que assinaram o acordo original, com antecipação de R\$ 8.347 a serem descontados da segunda parcela, referentes aos novos advogados que na forma do acordo, comprovadamente atuaram no processo, aderiram ao acordo e deram quitação.

Os valores a serem pagos à Eletrobras e aos advogados estão sendo atualizados desde 31 de janeiro de 2018, por CDI + 1% a.a. até a data efetiva de pagamento de cada parcela. O impacto da atualização das parcelas do acordo no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 99.914 – nota explicativa nº 26.

O cronograma de realização das parcelas relativas ao acordo, têm os seguintes vencimentos:

Cronograma de pagamento	Parcela	Principal	Principal + correção
Junho de 2020	2ª - Eletrobras	300.000	342.811
Junho de 2021	3ª - Eletrobras	300.000	342.811
Junho de 2022	4ª - Eletrobras	300.000	342.811
Junho de 2023	5ª - Eletrobras	250.000	285.675
Junho de 2023	2ª - Advogados	50.000	48.478
			<b>1.362.586</b>

Não existem compromissos financeiros contratuais (*covenants*) relacionados ao acordo firmado.

## 20. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

O STF decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que estão pendentes de julgamento, buscando a modulação dos efeitos e alguns esclarecimentos.

A Companhia possui dois processos judiciais que discutem a tese. Em 28 de fevereiro de 2019, a Companhia foi cientificada do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS incidente em suas operações próprias das bases de cálculo do PIS e da COFINS no período compreendido entre dezembro de 2003 e dezembro de 2014. Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, relativamente ao período abrangido por esta ação, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 5.005.317 (vide nota explicativa nº 8) e passivo de R\$ 4.974.076, por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia. A Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais. O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em uma expectativa de 52 meses, o que se estima ocorrer a partir de julho de 2020.

A outra ação judicial da Companhia, relativa ao período de janeiro de 2015 em diante, está aguardando julgamento de recurso da União Federal apresentado em face da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, pelo o que a sistemática de cálculo com a inclusão do ICMS das bases do PIS e da COFINS não será alterada até o advento de trânsito em julgado favorável também neste processo judicial.

A seguir é apresentado o resumo dos impactos:

	Nota	2019
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar		
<u>Ativo circulante</u>	8	578.763
<u>Ativo não circulante</u>	8	4.426.554
<b>Total Ativo</b>		<b>5.005.317</b>
PIS/COFINS - consumidores a restituir		
<u>Passivo circulante</u>		578.763
<u>Passivo não circulante</u>		4.395.313
<b>Total Passivo</b>		<b>4.974.076</b>
		<b>2019</b>
<b>Resultado</b>		
<b>Receita operacional bruta</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir	23	(2.532.352)
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	23	2.532.352
<b>Receita financeira</b>		
(+) PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar		2.472.965
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir		(2.472.965)
<b>Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		-

## 21. Patrimônio líquido

### 21.1 Capital social

O capital social autorizado é de R\$ 3.248.680 em ações ordinárias, todas nominativas escriturais e sem valor nominal. O capital social poderá ser aumentado mediante a emissão de ações ordinárias, por deliberação do Conselho de Administração, até o limite do capital social autorizado.

Conforme detalhado na nota explicativa nº 1.2, em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração homologou o aumento de capital social da Companhia, conforme os termos do AFAC. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019 o capital social da Companhia é de R\$ 3.079.525 totalmente subscrito e integralizado, dividido em 197.466.862 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

### 21.2 Ações em tesouraria

Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento das ações mantidas em tesouraria contra a conta de reserva de capital, sem redução do capital social. – vide nota explicativa nº 1.2.

### 21.3 Composição acionária:

	Nota	2019		2018	
		Quantidade	%	Quantidade	%
<b>Acionistas:</b>					
ENEL Brasil S.A		197.466.862	100,00	-	-
ENEL Brasil Investimentos Sudeste S.A		-	-	189.323.545	94,42
Outros		-	-	8.133.352	4,06
<b>Total das ações ordinárias em poder dos acionistas</b>		<b>197.466.862</b>	<b>100,00</b>	<b>197.456.897</b>	<b>98,48</b>
Ações em tesouraria	21.2	-	-	3.058.154	1,52
<b>Total das ações ordinárias</b>		<b>197.466.862</b>	<b>100,00</b>	<b>200.515.051</b>	<b>100,00</b>

### 21.4 Reservas de capital

	Nota	2019	2018
Ações e opções de ações outorgadas	21.4.1	-	20.573
Reserva especial - gerada por incorporações	9.3	2.267.883	670.897
Outras reservas de capital		547	-
<b>Total</b>		<b>2.268.430</b>	<b>691.470</b>

21.4.1 Conforme mencionado na nota explicativa nº 1.2, o resgate compulsório (processo da OPA) foi realizado contra a referida reserva de capital.

As reservas de capital seguem as definições do seu estatuto social e legislação societária brasileira. A reserva especial foi gerada pelas reorganizações societárias ocorridas em 2016 e 2019 – vide nota explicativa nº 9.3.

### 21.5 Ajustes de avaliação patrimonial / outros resultados abrangentes

Os saldos de ajustes de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes são compostos pela mais valia dos ativos registradas em 1998 e 2007, pelas perdas atuariais líquidas do plano de pensão e FGTS e variação dos valores justos do *hedge* de fluxo de caixa.

A composição desses saldos é como segue:

	Nota	2019	31.12.2018
Ajuste de avaliação patrimonial		1.237.401	1.356.182
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9.2	(420.717)	(461.103)
<b>Ajuste de avaliação patrimonial, líquido</b>		<b>816.684</b>	<b>895.079</b>
Outros resultados abrangentes - plano de pensão		(4.609.398)	(2.537.025)
Outros resultados abrangentes - FGTS PIA (multa 40%)		(28.155)	(3.256)
Outros resultados abrangentes - derivativo	30.1.2	40.650	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9.2	1.562.948	863.696
<b>Outros resultados abrangentes, líquido</b>		<b>(3.033.955)</b>	<b>(1.676.585)</b>
<b>Total registrado no patrimônio líquido</b>		<b>(2.217.271)</b>	<b>(781.506)</b>

## 21.6 Destinação dos resultados

O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares.

Na apuração do lucro líquido ajustado para fins de distribuição de dividendos é considerada a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, relativos à reserva de reavaliação reconhecida em exercícios anteriores à data de transição. Dessa forma, o incremento nas despesas de depreciação e baixas, em função do registro da reavaliação, tem efeito nulo na apuração dos dividendos da Companhia.

A Companhia pode distribuir juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Artigo 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, os quais são dedutíveis para fins fiscais.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a conta de “lucros (prejuízos) acumulados” para nova destinação, conforme previsto na legislação societária.

	2019	2018
Lucro/prejuízo líquido do exercício	777.067	(315.261)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial, líquida	78.395	81.092
Prejuízos acumulados - adoção CPC 48	-	(56.594)
Dividendos prescritos	227	-
<b>Lucro/prejuízo líquido ajustado</b>	<b>855.689</b>	<b>(290.763)</b>
Dividendo mínimo obrigatório	(213.923)	-
Proposta de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	(470.629)	-
Constituição de reserva especial para reforço de capital de giro	(171.137)	-
Absorção pelas reservas de lucros	-	290.763
<b>Saldo de lucros/prejuízos acumulados</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

De acordo com o parágrafo único do artigo 189 da Lei 6.404/1976, o prejuízo do exercício deve, obrigatoriamente, ser absorvido pelos lucros acumulados, pelas reservas de lucros e pela reserva legal, nessa ordem. Ainda de acordo com a legislação societária, a Companhia não constituiu reserva legal, pois o saldo dessa reserva, acrescido do montante das reservas de capital excederam 30% do capital social.

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 25 de abril de 2019, foi aprovada a absorção do prejuízo relativo ao exercício findo de 31 de dezembro de 2018 pelas reservas estatutária de lucro e legal, no montante de R\$ 290.763, cujo registro contábil já havia sido realizado nas demonstrações contábeis anuais de 31 de dezembro de 2018.

## 22. Resultado por ação

O objetivo do cálculo do resultado por ação é de permitir comparações de desempenho entre diferentes companhias no mesmo período, bem como para a mesma companhia em períodos diferentes.

### 22.1 Demonstração do cálculo do resultado por ação - básico/diluído

	2019	2018
<b>Numerador:</b>		
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	777.067	(315.261)
<b>Denominador (em milhares de ações):</b>		
Número de ações ordinárias	197.459	173.906
<b>Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação (em Reais - R\$)</b>	<b>3,93517</b>	<b>(1,81282)</b>

Para cálculo do denominador comum, foi considerado o número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluídas as mantidas em tesouraria.

O quadro a seguir demonstra o cálculo da média ponderada considerando as movimentações de ações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

Exercício	Período de movimentação de ações	Quantidade de ações (em milhares)	Número de dias - %	Média ponderada de ações (em milhares)
2018	01/01/2018 a 18/09/2018	164.286	71%	116.643
	19/09/2018 a 31/12/2018	197.457	29%	57.263
			<b>100%</b>	<b>173.906</b>
2019	01/01/2019 a 19/12/2019 (*)	197.457	100%	197.457
	20/12/2019 a 31/12/2019 (*)	197.467	4%	7.899
			<b>100%</b>	<b>205.356</b>

(\*) Conforme detalhado na nota explicativa 1.2, a Companhia resgatou (resgate compulsório das ações remanescentes) e também emitiu novas ações (aumento de capital).

## 23. Receita operacional líquida

A receita pode ser originada de um contrato com cliente ou outros tipos de receita, incluindo somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas demonstrações de resultado.

O reconhecimento da receita originada de um contrato com cliente ocorre após o cumprimento da obrigação de desempenho e transferência dos bens e serviços para o consumidor, refletindo a contraprestação que a Companhia espera ter direito em troca desses bens ou serviços. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

### 23.1 Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica

Os serviços de distribuição de energia elétrica estão suportados pelos contratos de adesão (consumidores de baixa tensão) e contratos de compra de energia regulada para consumidores de

média e alta tensão. A medição é realizada conforme calendário de leitura estabelecido pela Companhia e o cumprimento da obrigação de desempenho se dá através da entrega de energia elétrica, ocorrida em um determinado período. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita registrada pelo valor justo da contraprestação a ser recebida no momento em que as faturas são emitidas, utilizando as tarifas de energia homologadas pela ANEEL. Com a finalidade de adequar o consumo ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa.

### **23.2 Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)**

A Companhia reconhece a receita pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos) e o valor justo da contraprestação é calculada conforme tarifa de uso do sistema (TUSD), a qual é definida pela ANEEL. Essa receita é constituída pela compensação dos custos relativos ao uso do sistema de distribuição que estão inseridos na TUSD.

A receita pela disponibilidade da rede elétrica é registrada de forma líquida das compensações pagas aos consumidores, relativas aos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Tais indicadores refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição prestada aos clientes (livre e cativo). Indicam a duração e frequência da interrupção de energia, assim como a duração máxima (tolerância) que o consumidor pode ter o fornecimento de energia interrompido. Quando esses indicadores ultrapassam as metas estabelecidas pela ANEEL, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia, caracterizando uma contraprestação variável. A Companhia efetua o ressarcimento ao cliente, através de crédito na fatura, em até dois meses após a ocorrência.

### **23.3 Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia - CCEE**

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação, de acordo com o montante de energia não distribuída no mês e comercializada no âmbito da CCEE, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. A energia contratada e não distribuída pela Companhia é vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

### **23.4 Contratos de construção**

As entidades abrangidas dentro do escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, devem registrar a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão de acordo com o CPC 47 - Receita de Contratos com Clientes. Os custos da construção da infraestrutura efetuados pela Companhia são confiavelmente mensurados. Portanto, as receitas e as despesas correspondentes a esses serviços de construção são reconhecidas na medida em que são incorridas, uma vez que a Companhia possui o direito executável pela obrigação de desempenho concluída até a data do balanço. A perda esperada nos contratos de construção é reconhecida imediatamente como despesa.

A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Entretanto, considerando que o modelo regulatório vigente, não prevê remuneração específica para a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão, que as construções e melhorias são substancialmente executadas através de serviços especializados de terceiros, e que toda receita de construção está relacionada à construção de infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica, a Administração da Companhia decidiu registrar a receita de contratos de construção com margem de lucro zero.

### **23.5 Aluguel de postes**



Essa receita é originada dos compartilhamentos dos pontos de fixação na infraestrutura dos postes de distribuição de energia elétrica. A receita está suportada pelo contrato de compartilhamento de infraestrutura, cujos montantes são reconhecidos conforme o cumprimento da obrigação de desempenho com o cliente e tarifa acordada entre as partes.

### **23.6 Outras receitas**

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, podendo ser inerentes ao serviço de distribuição, tais como serviços cobráveis, ou atividades acessórias, como arrecadação de convênios. O reconhecimento de receitas é registrado conforme contrato entre as partes e cumprimento da obrigação de desempenho com o cliente, cujas tarifas podem ser acordadas entre as partes dependendo da natureza do serviço ou homologadas pela ANEEL.

### **23.7 Subvenção de recursos da CDE**

Receita reconhecida em decorrência dos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, incluindo subsídios de baixa renda, que são reembolsados pela CCEE. O saldo a receber está contabilizado na rubrica “Repasse CDE – descontos na tarifa”.

### **23.8 Ativo e passivo financeiro setorial**

Os ativos e/ou passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil devem ter como contrapartida a adequada rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do exercício, representando o diferimento e amortização, conforme demonstrado na nota explicativa nº 11.

### **23.9 Impostos sobre vendas**

As receitas de vendas estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

- Programa de Integração Social (PIS) - 1,65% para venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) 7,60% sobre a venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - O ICMS é aplicado de acordo com a classe de consumidores. As principais classes são tributadas pelas seguintes alíquotas: 18% para as classes comercial e industrial; e isento para a classe residencial com consumo até 90kv, 12% para consumo entre 91kv a 200kv e de 25% para consumo acima de 201kv;
- Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – Entre 2% a 5% incidente sobre a prestação de serviços onde o imposto é devido no estabelecimento prestador. Nos casos em que o imposto é devido no local da execução, deverá se aplicar a alíquota correspondente no respectivo município.

Esses tributos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido.

Nota	2019			2018		
	Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$	Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$
<b>Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica</b>						
<b>Classe de consumidores</b>						
Residencial	6.858.422	16.330.393	10.991.564	6.781.509	16.187.336	10.014.160
Industrial	25.968	2.894.263	1.750.490	26.073	3.122.929	1.758.460
Comercial	408.822	10.583.962	6.669.564	402.502	10.410.069	6.080.785
Rural	566	32.590	8.949	562	31.383	7.693
Poder público	15.687	1.201.852	668.606	15.851	1.185.740	614.773
Iluminação pública	2.874	789.337	295.049	1.564	802.475	281.786
Serviço público	1.389	456.918	240.608	1.359	490.404	234.744
Transferência para atividades de distribuição	-	-	(8.770.500)	-	-	(7.383.039)
<b>Subtotal - fornecimento</b>	<b>23.1</b>	<b>7.313.528</b>	<b>32.289.315</b>	<b>7.229.420</b>	<b>32.230.336</b>	<b>11.609.362</b>
<b>Outras receitas - originadas de contratos com clientes</b>						
Não faturado	23.1/23.2	-	(3.762)	-	-	127.270
PIS/COFINS consumidores a restituir	20	-	(2.532.352)	-	-	-
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	20	-	2.532.352	-	-	-
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	23.2	-	8.770.500	-	-	7.383.039
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	23.2	1.572	10.997.108	1.324	10.647.379	1.075.365
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	23.2	-	(45.916)	-	-	(33.260)
Energia no curto prazo	23.3	-	2.073.580	-	1.598.160	442.451
Energia no MVE - Mecanismo de venda de excedente	-	-	16.766	-	-	-
Receita de construção	23.4	-	730.752	-	-	1.266.166
Aluguel de poste	23.5	-	134.685	-	-	132.975
Receitas com partes relacionadas	28.1.1	-	1.151	-	-	191
Receitas com partes relacionadas	28.1.2	-	-	-	-	1.232
Outras receitas	23.6	-	22.562	-	-	23.951
<b>Total receitas - originadas de contratos com clientes</b>		<b>7.315.100</b>	<b>45.360.003</b>	<b>7.230.744</b>	<b>44.475.875</b>	<b>22.028.742</b>
<b>Outras receitas</b>						
Subvenção de recursos da CDE	23.7	-	368.415	-	-	362.801
Ativo e passivo financeiro setorial	11/23.8	-	318.285	-	-	1.584.689
Atualização do ativo financeiro da concessão	10.2	-	280.976	-	-	121.293
<b>Total outras receitas</b>		-	<b>967.676</b>	-	-	<b>2.068.783</b>
<b>Receita operacional bruta</b>		<b>7.315.100</b>	<b>45.360.003</b>	<b>7.230.744</b>	<b>44.475.875</b>	<b>24.097.525</b>
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>						
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	-	-	(135.725)	-	-	(129.912)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(2.514.721)	-	-	(2.848.052)
Encargos do consumidor - PROINFA	-	-	(95.177)	-	-	(83.376)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	(457.662)	-	-	(708.959)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	(16.342)	-	-	(13.166)
ICMS	23.9	-	(4.133.537)	-	-	(3.805.592)
COFINS - corrente	23.9	-	(1.744.069)	-	-	(1.657.930)
PIS - corrente	23.9	-	(378.332)	-	-	(359.605)
ISS	23.9	-	(188)	-	-	(194)
<b>Total das deduções da receita operacional bruta</b>	<b>23.9</b>	-	<b>(9.475.753)</b>	-	-	<b>(9.607.686)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>		<b>7.315.100</b>	<b>45.360.003</b>	<b>7.230.744</b>	<b>44.475.875</b>	<b>14.489.839</b>

### Bandeiras tarifárias

Conforme determinado pelo Decreto nº 8.401, emitido em 4 de fevereiro de 2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi designada pela criação e manutenção da CCRBT, sendo os valores a serem repassados e/ou compensados homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica.

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras podem ser totais ou parcialmente revertidos à CCRBT. Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os valores efetivamente realizados das variações relativas aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; e (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora.

A Companhia registrou os seguintes valores:

Competência	Bandeiras tarifárias				
	Valores faturados	Valores não faturados	Repasso à CCRBT	Recebimento da CCRBT	Custo coberto pelas bandeiras tarifárias (recebido via arrecadação e repasse CCRBT)
2018	753.022	-	(26.582)	111.538	837.978
2019	438.797	18.865	(73.376)	75.627	459.913

A Companhia apresenta a seguir o comparativo dos custos incorridos com a respectiva cobertura das bandeiras tarifárias:

	<b>Custo total a ser coberto pela Bandeira Tarifária</b>	<b>Custo coberto pelas Bandeiras Tarifárias (recebido via arrecadação e repasse CCRBT)</b>	<b>Saldo coberto (devolvido) no Processo Tarifário</b>	<b>Saldo da CCRBT</b>
Acumulado até dezembro/2017	(3.125.039)	2.600.293	(70.711)	(595.457)
Exercício de 2018	(937.632)	837.978	568.711	469.057
Exercício de 2019	(555.414)	459.913	318.521	223.020
<b>Total</b>	<b>(4.618.085)</b>	<b>3.898.184</b>	<b>816.521</b>	<b>96.620</b>

A Companhia retém o superávit da CCRBT no montante de R\$ 96.620, referente ao ciclo tarifário vigente.

## 24. Custo do serviço de energia elétrica

	Nota	MWh		R\$	
		2019	2018	2019	2018
<b>Energia elétrica comprada para revenda:</b>					
Itaipu		8.596.987	8.739.539	(2.167.841)	(2.096.232)
ANGRA 1 e 2		1.609.292	1.631.309	(404.184)	(400.829)
Compra - CCEE		332.781	17.986	(273.015)	(66.971)
Compra - CCEAR		18.690.413	18.354.658	(3.834.257)	(3.774.351)
Quotas de garantia física / CCEAR - Partes relacionadas	28.1.1	294.018	87.896	(55.417)	(16.275)
Quotas de garantia física		9.576.135	9.607.260	(970.048)	(850.562)
Risco hidrológico		-	-	(1.060.736)	(1.766.622)
(-) Ressarcimento - leilões de energia		-	-	56.778	76.113
(-) Créditos de PIS/COFINS		-	-	767.990	820.269
<b>Subtotal</b>		<b>39.099.626</b>	<b>38.438.648</b>	<b>(7.940.730)</b>	<b>(8.075.460)</b>
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		797.156	819.397	(292.901)	(254.867)
<b>Total</b>		<b>39.896.782</b>	<b>39.258.045</b>	<b>(8.233.631)</b>	<b>(8.330.327)</b>

	Nota	2019	2018
<b>Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição:</b>			
Uso da rede básica		(1.388.016)	(1.405.468)
Uso da rede básica - partes relacionadas	28.1.1	(18.342)	(11.293)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/EER		(178.540)	(242.690)
(-) Ajustes referente ao alívio retroativo	24.1	72.199	35.564
(-) Recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva - CONER	24.2	-	197.802
Transporte de energia - Furnas/Itaipu		(218.626)	(209.100)
Operador Nacional do Sistema - ONS		(37.148)	(33.583)
Custo do Uso do Sistema de Distribuição - CUSD		(9.643)	(10.958)
Conexão a Rede Básica - CTEEP		(94.998)	(87.286)
(-) Créditos de PIS/COFINS		200.287	187.958
<b>Total</b>		<b>(1.672.827)</b>	<b>(1.579.054)</b>

24.1 O alívio financeiro retroativo ocorre quando há sobras de recursos do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS. Os valores são calculados e repassados nas liquidações financeiras pela CCEE.

24.2 O saldo em 2018 de CONER refere-se ao aumento do repasse principalmente relacionado (i) à redução do saldo mínimo da Conta de Energia de Reserva (CONER), por determinação da CCEE, desde julho de 2018, o que implicou em maior distribuição/repasso de recursos financeiros excedentes para as distribuidoras no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, e (ii) a geração das usinas que venderam energia com Contratos de Energia de Reserva (CER), valorada ao PLD, o que implicou em maior receita para a CONER.

Em 2019, a Companhia não recebeu valores da CONER, visto que não foram apurados excedentes a serem repassados para as distribuidoras.

## 25. Outras receitas e despesas operacionais

	Nota	2019	2018
Ganhos líquidos na alienação de bens e direitos		18.589	5.085
Arrendamentos e aluguéis		(10.881)	(33.302)
Arrendamentos e aluguéis - partes relacionadas	28.1.1	(248)	-
Seguros		(4.739)	(4.940)
Tributos		(49.822)	(49.874)
Compartilhamento de infraestrutura outros - partes relacionadas	28.1.1	(186)	-
Doações, contribuições e patrocínios		(4.414)	(4.079)
Tarifa bancária		(64.856)	(57.907)
Publicidade		(1.956)	(1.217)
Responsabilidade social		(260)	(230)
Perdas na desativação de bens e direitos		(50.552)	(55.781)
Indenização por danos elétricos e não elétricos - PID		(25.159)	(23.781)
Baixa do ativo financeiro da concessão	10.2	(11.024)	(9.278)
Taxa de administração do plano - Funcesp		(11.122)	(10.709)
Cobrança contratual empreiteiras		10.000	-
Multa de mora - 2% - faturas a receber em atraso		121.180	108.980
Penalidades - devoluções a consumidores		(4.743)	(3.377)
Multa de mora - pagamento de fornecedores		(2.696)	(17.764)
Energia livre	12.2	21.918	-
Outros		(4.257)	(14.774)
<b>Total</b>		<b>(75.228)</b>	<b>(172.948)</b>

## 26. Resultado financeiro

	Nota	2019	2018
<b>Receitas financeiras</b>			
Renda de aplicações financeiras		41.478	44.452
Atualização monetária sobre contas de energia elétrica em atraso	26.1	81.717	87.781
Subvenções governamentais		4.082	4.916
Atualização de créditos tributários	8.1	23.164	1.235
Atualização monetária dos depósitos judiciais		33.222	23.412
Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial	11	109.616	35.319
Outras receitas financeiras - partes relacionadas	28.1.2	-	115
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros		3.028	10.195
Outras receitas financeiras		30.058	21.085
(-) PIS e Cofins sobre receita financeira		(9.659)	(52.153)
<b>Subtotal</b>		<b>316.706</b>	<b>176.357</b>
<b>Despesas financeiras</b>			
Encargo de dívidas - empréstimos e debêntures em moeda nacional		(278.593)	(413.696)
Encargo de dívidas - mútuo - partes relacionadas	28.1.1	(32.864)	(873)
Juros sobre obrigações de arrendamento financeiro	15	(23.693)	(16.257)
Subvenções governamentais		(4.083)	(4.916)
Atualização monetária de P&D e eficiência energética		(22.203)	(7.903)
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual	10.1	6.986	12.077
Cartas de fiança e seguros garantia		(43.951)	(48.577)
Atualização monetária de processos judiciais e outros		(71.096)	(196.469)
Atualização monetária - energia livre		30.102	(7.098)
Obrigações consumidores - Resoluções 250/2007 e 368/2009	10.2.2	19.756	(3.394)
Atualização acordo Eletrobras	19	(99.914)	(101.444)
Custo dos juros (líquidos) de benefícios pós-emprego	16.3	(324.151)	(349.942)
Comissão de fiança - partes relacionadas	28.1.1	(1.993)	-
Outras despesas financeiras		(20.622)	(29.911)
<b>Subtotal</b>		<b>(866.319)</b>	<b>(1.168.403)</b>
<b>Variações cambiais, líquidas</b>			
Variações cambiais		(754)	931
<b>Subtotal</b>		<b>(754)</b>	<b>931</b>
<b>Total do resultado financeiro</b>		<b>(550.367)</b>	<b>(991.115)</b>

26.1 Os consumidores escolhem as datas de vencimento de suas faturas mensais. Após o vencimento, há a incidência de juros de 0,033% ao dia e atualização financeira pelo índice IGP-M sobre o valor das faturas dos consumidores em atraso.

## 27. Imposto de renda e contribuição social

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. As despesas de imposto de renda e contribuição social correntes são calculadas de acordo com a legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 no período base para apuração do imposto, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável. O imposto de renda e a contribuição social correntes são reconhecidos pelo regime de competência.

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requeiram interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

A composição da base de cálculo e dos saldos desses tributos é a seguinte:

	2019		Reapresentado	
	2018			
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
<b>a) Composição dos tributos no resultado:</b>				
<b>Na rubrica de tributos:</b>				
Correntes	22.287	-	-	-
Diferidos	(303.681)	(109.325)	98.205	35.353
<b>Total</b>	<b>(281.394)</b>	<b>(109.325)</b>	<b>98.205</b>	<b>35.353</b>
<b>b) Demonstração do cálculo dos tributos - despesa:</b>				
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>1.167.786</b>	<b>1.167.786</b>	<b>(448.819)</b>	<b>(448.819)</b>
<b>Adições:</b>				
Doações	1.360	1.360	800	800
Gratificação a administradores	4.606	4.606	5.223	5.223
Perdas indedutíveis no contas a receber	26.103	26.103	33.373	33.373
Perdas na baixa de bens e direitos	2.896	2.896	4.178	4.178
Multas indedutíveis	7.006	7.006	1.958	1.958
Despesas indedutíveis	4.397	4.397	9.296	9.296
Salário maternidade e paternidade	571	571	939	939
Outros	-	-	236	236
<b>Total das adições</b>	<b>46.939</b>	<b>46.939</b>	<b>56.003</b>	<b>56.003</b>
Base de cálculo	<b>1.214.725</b>	<b>1.214.725</b>	<b>(392.816)</b>	<b>(392.816)</b>
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
<b>Despesa com tributos às alíquotas nominais</b>	<b>(303.681)</b>	<b>(109.325)</b>	<b>98.205</b>	<b>35.353</b>
Ajuste PAT em dobro IR 2006 a 2011 - a recuperar	22.287	-	-	-
<b>Total da despesa com tributos</b>	<b>(281.394)</b>	<b>(109.325)</b>	<b>98.205</b>	<b>35.353</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>24,1%</b>	<b>9,4%</b>	<b>21,9%</b>	<b>7,9%</b>

## 28. Partes relacionadas

Os contratos celebrados entre partes relacionadas são submetidos à anuência prévia ou posteriori da ANEEL, de acordo com a Resolução Normativa nº 699/16.

A Enel Sudeste passou a deter o controle da Companhia desde 7 de junho de 2018, quando então as transações envolvendo empresas controladas direta e indiretamente pela Enel S.p.A. (sediada na Itália), passaram a ser tratadas como transações entre partes relacionadas. As referidas transações estão apresentadas na nota explicativa nº 28.1.1.

A AES Holdings Brasil Ltda. exerceu influência significativa sobre a Companhia até 6 de junho de 2018, dado que desde 7 de junho de 2018, a Enel Sudeste passou a deter o controle da Companhia. Dessa forma, as transações referentes às partes relacionadas com AES Holdings até 6 de junho de 2018 estão apresentadas na nota explicativa nº 28.1.2.

### 28.1.1 Partes relacionadas – a partir de 7 de junho de 2018:

Ativos e receitas:

Natureza da transação	Parte relacionada	Ativo		Receita	
		2019	2018	01.01.2019 a 31.12.2019	07.06.2018 a 31.12.2018
Comissão (Propaganda/venda em fatura de energia)	ENEL X Brasil S.A.	98	94	1.151	191
Ressarcimento Ônus de acordos bilaterais	CENTRAIS ELETRICAS DE CACHOEIRA DOURADA	-	618	-	-
Compartilhamento de recursos humanos Expatriados	Enel Chile	184	-	184	-
	Enel Spa	155	-	155	-
Compartilhamento de recursos humanos/infraestrutura	COELCE CIA. ENERGÉTICA	5.951	-	5.951	-
	AMPLA ENERGIA E SERVICOS S.A.	3.155	-	3.155	-
	ENEL Green Power Projetos I S.A.	160	-	160	-
	ENEL GREEN POWER BRASIL	2.820	-	2.820	-
	Enel Brasil	584	-	584	-
	Enel Fortaleza	53	-	53	-
	CELG DISTRIBUICAO S/A	5.033	-	5.033	-
	CENTRAIS ELETRICAS DE CACHOEIRA DOURADA	54	-	54	-
	CIEI COMPANHIA DE INTERCONEXAO	449	-	449	-
		<b>Outros créditos:</b>	<b>18.696</b>	<b>712</b>	<b>-</b>
	<b>Total receita operacional - nota explicativa nº 23:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.151</b>	<b>191</b>
	<b>Pessoal e administradores:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17.865</b>	<b>-</b>
	<b>Material:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	<b>-</b>
	<b>Serviços de terceiros:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.231)</b>	<b>-</b>
	<b>Outras receitas e despesas operacionais - nota</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.864</b>	<b>-</b>

**Passivos e despesas:**

Natureza da transação	Parte relacionada	Passivo		Despesa	
		2019	2018	01.01.2019 a 31.12.2019	07.06.2018 a 31.12.2018
Suprimento de energia - CCGF	ENEL Green Power Paranapanema S.A.	296	290	(3.323)	(1.961)
	ENEL Green Power Mourao S.A.	80	78	(943)	(546)
	ENEL Green Power Projetos I S.A.	2.108	1.935	(25.039)	(13.768)
Suprimento de energia - CCEAR	ENEL Green Power Cabeça de Boi S.A.	106	-	(950)	-
	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	891	-	(12.113)	-
	ENEL Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	-	-	(2.287)	-
	ENEL Green Power Cristalândia II Eólica S.A. (II e III)	-	-	(4.579)	-
	ENEL Green Power da Fazenda S.A.	71	-	(636)	-
	ENEL Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.	233	-	(2.063)	-
	ENEL Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A.	216	-	(1.916)	-
Encargo de uso do sistema de transmissão	ENEL Green Power Salto Apiaças S.A.	175	-	(1.568)	-
	ENEL CIEI S.A.	1.363	1.587	(18.342)	(11.293)
Mútuo	ENEL Finance International N.V.	-	420.873	(32.864)	(873)
Comissão de fiança	Enel Brasil S.A	1.993	-	(1.993)	-
	ENEL GLOBAL IN E NETWORK	4.495	-	(4.495)	-
Compartilhamento de recursos humanos/infraestrutura	AMPLA Energia e Serviços S.A.	1.931	-	(1.931)	-
	ENEL CIEI S.A	156	-	(156)	-
	CELG Distribuição S.A	3.406	-	(3.406)	-
	Enel Brasil	6.785	-	(6.785)	-
	ENEL GREEN POWER BRASIL Participações	457	-	(457)	-
	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	35	-	(35)	-
	COELCE-CIA. Energética	46	-	(46)	-
	ENEL GENERACION FORTALEZA S.A.	311	-	(311)	-
	<b>Fornecedores - nota explicativa nº 12:</b>	<b>23.161</b>	<b>3.890</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<b>Outras obrigações:</b>	<b>1.993</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<b>Custo do serviço de energia elétrica - nota explicativa nº 24:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(73.759)</b>	<b>(27.568)</b>
	<b>Empréstimos e financiamentos - nota explicativa nº 14.6:</b>	<b>-</b>	<b>420.873</b>	<b>(32.864)</b>	<b>(873)</b>
	<b>Pessoal e administradores:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7.297)</b>	<b>-</b>
	<b>Material:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(328)</b>	<b>-</b>
	<b>Serviços de terceiros:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(6.699)</b>	<b>-</b>
	<b>Outras receitas e despesas operacionais - nota</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.298)</b>	<b>-</b>
	<b>Resultado Financeiro nota explicativa nº 26:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.993)</b>	<b>-</b>

Para os Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF, o total estimado considera o percentual de participação da Companhia definido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.318/2017 para os anos de 2019 e 2020 e a receita anual de geração das usinas, homologados pela Resolução ANEEL nº 2.421/2018. Para os contratos de CCEAR o montante estimado considerou o volume e tarifas contratados para 2019. Em 31 de maio de 2019, a EGP Brasil Participações Ltda concretizou a venda de duas usinas eólicas (EGP Cristalândia Eólica S.A. I e EGP Cristalândia Eólica S.A. II). Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019, permanecem demonstradas no resultado, as transações realizadas até a data da venda dessas companhias.

Quanto ao Encargo de uso do sistema de transmissão (contrato nº 121/2002), o mesmo é administrado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) que é responsável pelo rateio dos custos entre todos os usuários do sistema de transmissão. Portanto, não há quantidades contratadas bilateralmente entre a ENEL CIEN S.A e a Companhia, mas sim um rateio calculado mensalmente a partir do total contratado com o ONS. Dessa forma, o total estimado informado considera o custo realizado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Os contratos mencionados acima são regulados pela ANEEL, motivo pelo qual não há anuência para tais transações.

O contrato de compartilhamento, decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial, de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos entre as partes relacionadas, conforme Despacho nº 338, de 06 de fevereiro de 2019. As despesas liquidas para a Companhia estão limitadas ao montante de R\$ 162.000 ao ano.

**Aumento de capital:** Conforme citado na nota explicativa nº 1.2 a Companhia e sua controladora Enel Brasil, firmaram termo de AFAC em 3 de dezembro de 2019 no valor de R\$ 256.039. Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de administração homologou o aumento de capital social conforme os termos do AFAC, mediante emissão de 5.184.015 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

### 28.1.2 Partes relacionadas – Até 06 de junho de 2018:

#### Receita:

Natureza da transação	Parte relacionada	01.01.2018 a 06.06.2018
	AES Holding Brasil Ltda.	2
	AES Tietê Energia S.A.	793
Aluguel	Brasília Participações S.A. (AES)	2
Sublocação	AES Serviços TC Ltda.	64
(parte imóvel comercial)	AES Elpa S.A.	2
	AES Brasil Ltda.	6
	Southern Electric Brasil Particip. Ltda (AES)	2
Comissão	AES Serviços TC Ltda.	361
Ressarcimento Ônus de acordos bilaterais	AES Tietê Energia S.A.	115
	<b>Total receita operacional - nota explicativa nº 23:</b>	<b>1.232</b>
	<b>Total receita financeira - nota explicativa nº 26:</b>	<b>115</b>

#### Despesa:

Natureza da transação	Parte relacionada	01.01.2018 a 06.06.2018
Substituição de postes		(402)
Atendimento de lojas		(10.479)
Corte/religa		(1.824)
Poda de árvores	AES Serviços TC Ltda.	(1.169)
Manutenção		(3.437)
Técnicos e comerciais - baixa renda		(3.483)
Projeto Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)		(209)
	<b>Serviços de terceiros</b>	<b>(21.003)</b>



### 28.1.3 Outras partes relacionadas

#### Passivo e despesa:

Natureza da transação	Parte relacionada	Passivo		Despesa		
		2019	2018	2019	2018	
Plano de previdência	FUNCESP	Integrante do Conselho Deliberativo	5.868.638	3.799.825	(337.132)	(367.982)
Obrigações com benefícios pós-emprego - nota explicativa nº 17.1:			5.868.638	3.799.825	(337.132)	(367.982)

### 28.2 Remuneração da alta administração

A remuneração da alta administração é composta pela remuneração da Diretoria Estatutária e do Conselho de Administração. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, a provisão para remuneração (regime de competência), é como segue:

#### Descrição:

Benefícios de curto prazo (salários / encargos / benefícios/ bônus)  
Benefícios pós-emprego (previdência privada - contribuição definida)  
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)  
Benefícios de rescisão contrato de trabalho  
Total

	2019	2018
	13.266	14.072
	700	231
	73	(246)
	-	3.397
<b>Total</b>	<b>14.039</b>	<b>17.454</b>

### 29. Seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional e também o seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel Brasil. A Administração da Companhia considera que os montantes são adequados.

	Período de vigência		Importância segurada
	de	até	
Riscos operacionais	31-out-2019	31-out-2020	R\$ 3.781.392
Vida em grupo	1-jan-2020	1-jan-2021	25 x salário, com o máximo de R\$ 1.833
Responsabilidade civil geral	31-out-2019	31-out-2020	R\$ 79.642
Responsabilidade civil de administradores - D&O	10-nov-2019	10-nov-2020	R\$ 56.240
Riscos ambientais	31-out-2019	31-out-2020	R\$ 88.824
Frota de veículos - RCF	29-mai-2019	29-mai-2020	RCFV Garantia Única R\$ 1.000

### 30. Instrumentos financeiros e gestão de riscos

#### 30.1 Instrumentos financeiros

##### 30.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são como segue:

Notas	2019		2018		Categoria	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo		
<b>ATIVO (Circulante e não circulante)</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.280.195	1.280.195	936.678	936.678	Custo amortizado
Investimentos de curto prazo (CDBs e operações compromissadas)	4	3.518	3.518	861	861	Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes
Investimentos de curto prazo (fundo de investimento)	4	1.978	1.978	3.895	3.895	Valor Justo por meio de Resultado
Operação com derivativo	3.1.2	48.607	48.607	-	-	Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes
Consumidores, revendedores e outros	5	2.473.095	2.473.095	2.348.632	2.348.632	Custo amortizado
Contas a receber - acordos	6	225.445	225.445	203.313	203.313	Custo amortizado
Cauções e depósitos vinculados	17	808.869	808.869	539.358	539.358	Custo amortizado
Ativo contratual	10.1	466.563	466.563	634.918	634.918	Custo amortizado
Ativo financeiro da concessão	10.2	4.532.124	4.532.124	3.795.279	3.795.279	Valor Justo por meio de Resultado
Ativo financeiro setorial	11	2.052.746	2.052.746	2.645.791	2.645.791	Custo amortizado
<b>Total</b>		<b>11.893.140</b>	<b>11.893.140</b>	<b>11.108.725</b>	<b>11.108.725</b>	
<b>PASSIVO (Circulante e não circulante)</b>						
Fornecedores	12	1.865.919	1.865.919	1.625.422	1.625.422	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Empréstimos, financiamentos e debêntures	14	3.887.412	3.717.561	4.066.332	4.076.888	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Contas a pagar - acordo Eletrobras	19	1.362.586	1.362.586	-	-	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Obrigações com arrendamento	15	261.882	261.882	78.856	78.856	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		214.054	214.054	358	358	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Passivo financeiro setorial	11	1.480.097	1.480.097	2.031.349	2.031.349	Passivos financeiros pelo custo amortizado
<b>Total</b>		<b>9.071.960</b>	<b>8.902.099</b>	<b>7.802.317</b>	<b>7.812.873</b>	

As rubricas caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo são compostas basicamente por certificados de depósitos bancários (CDBs) e fundos de investimento. CDBs sob as rubricas de (i) caixa e equivalentes de caixa são mensurados inicialmente pelo valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, juros e correção monetária, em contrapartida ao resultado, calculados com base no método de taxa de juros efetiva, conforme definido na data da contratação e curva da taxa DI mensal, (ii) investimento de curto prazo são marcados a mercado mensalmente com base na curva da taxa DI, conforme definido em sua data de contratação. O fundo de investimento é marcado a mercado mensalmente com base na variação dos preços das cotas de investimentos classificadas como renda fixa – curto prazo, indexados à taxa CDI/SELIC. De acordo com o seu regulamento, o fundo de investimento poderá investir até 95% em cotas de fundos de investimento classificados como renda fixa - curto prazo e até 5% em Títulos Públicos Federais.

A operação com instrumento derivativo é mensurada por meio de modelo de precificação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. O valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto.

Para as rubricas empréstimos, financiamentos e debêntures, o método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses passivos e taxas de mercado vigentes, respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço.

A rubrica ativo financeiro da concessão é mensurada através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA.

Para as demais rubricas, o valor contábil dos instrumentos financeiros é uma aproximação razoável do valor justo. Logo, a Companhia optou por divulgá-los com valores equivalentes ao valor contabilizado.

#### Operações com instrumentos financeiros derivativos

O instrumento financeiro derivativo mantido pela Companhia corresponde a operação de proteção de exposição ao risco de variação de taxa flutuante das Debêntures que resulta de posições passivas vinculada à variação do IPCA. Inicialmente, os derivativos são reconhecidos pelo valor justo na data em que um contrato é celebrado e subsequentemente remensurado ao seu valor justo.

A operação descrita acima se qualifica para hedge accounting, sendo um hedge de fluxo de caixa. Na contratação da operação a Companhia elaborou uma documentação formal com detalhes sobre os objetivos e estratégias da gestão do risco, da relação entre a transação objeto do hedge e o instrumento de hedge utilizado para a proteção esperada. São contabilizados como ativos financeiros quando o

valor justo for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo. A parcela altamente eficaz do hedge, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A parcela não efetiva do hedge é registrada no resultado do período, juntamente com os juros da operação.

Quando um instrumento de hedge vence, é vendido ou extinto; ou quando um hedge não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio, são imediatamente reclassificados para o resultado.

A Companhia monitora o risco relacionado a possibilidade de perdas em decorrência de flutuação de Debêntures indexadas ao índice IPCA. Dessa forma, a 24ª Emissão de Debêntures (2ª série) vinculada ao IPCA está protegida por contrato de *Swap*.

O contrato em aberto em 31 de dezembro de 2019 é o seguinte:

Operação de Hedge de fluxo de caixa sobre debêntures

Contrato de *Swap* IPCA (Indexador Ativo) x CDI (Indexador Passivo): O Valor Nominal agregado é de R\$ 800.000 com vencimento em 15 de maio de 2026 e pagamentos de juros semestrais em linha com o fluxo da dívida a que está atrelado.

O indexador passivo CDI foi utilizado para proteger os fluxos de caixa da dívida das flutuações dos índices de inflação e trazer a um índice menos volátil no mercado. As características do referido instrumento financeiro, permite a Companhia aplicar as regras de contabilidade de hedge de fluxo de caixa para o seu registro contábil. Dessa forma, o instrumento de hedge (*swap*) é mensurado pelo valor justo em contrapartida do Patrimônio Líquido, protegendo a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos da variação da inflação sobre a 24ª emissão de debêntures (2ª série).

Os valores da curva e de mercado do contrato de derivativo (*swap*) em 31 de dezembro de 2019 estão detalhados a seguir:

Contraparte	Data do Contrato	Vencimento	Valor da Curva	Valor Justo (Contábil)	Outros resultados abrangentes
Bradesco	26/06/2019	15/05/2026	7.957	48.607	40.650

O valor justo (contábil) é a diferença entre o efeito das pontas ativa e passiva no balanço patrimonial. Os valores da dívida líquidos da posição do *hedge* estão demonstrados a seguir:

Dívida	Taxa de Juros Contratual	Posição em 31.12.2019
		Total
Debentures - 24ª Emissão (2ª série)	100% IPCA + 4,0134% a.a.	793.114
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	100% CDI + 0,7200% a.a.	805.073
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	100% IPCA + 4,0134% a.a.	(853.680)
		<u>744.507</u>

A diferença entre o valor na curva (*accrual*) e o valor a mercado se dá pela distinta metodologia de cálculo, pois enquanto o saldo de *swap* na curva é calculado pelo valor do principal mais juros até 31 de dezembro de 2019, o saldo do *swap* a mercado é calculado considerando a curva futura dos indicadores descontada pelo CDI futuro.

### 30.1.2 Hierarquia do valor justo

A tabela a seguir apresenta os instrumentos financeiros registrados a valor justo, conforme método de mensuração:

	2019			2018				
	Valor justo	Mensuração			Valor justo	Mensuração		
		Nível 1	Nível 2	Nível 3		Nível 1	Nível 2	Nível 3
<b>ATIVO (Circulante e não circulante)</b>								
Investimentos de curto prazo (CDBs e operações compromissadas)	1.696	-	1.696	-	861	-	861	
Investimentos de curto prazo (fundo de investimento)	3.800	-	3.800	-	3.895	-	3.895	
Ativo financeiro da concessão	4.532.124	-	4.532.124	-	3.795.279	-	3.795.279	
Operação com derivativo	48.607	-	48.607	-	-	-	-	
<b>Total</b>	<b>4.586.227</b>	<b>-</b>	<b>4.586.227</b>	<b>-</b>	<b>3.800.035</b>	<b>-</b>	<b>3.800.035</b>	

A mensuração dos instrumentos financeiros está agrupada em níveis de 1 a 3, com base no grau em que seu valor justo é cotado:

Nível 1 - preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2 - outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente; e

Nível 3 - técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, não houve transferências decorrentes de avaliações de valor justo entre os níveis 1 e 2, nem para dentro ou fora do nível 3.

### 30.2 Gerenciamento de riscos

A Companhia segue as políticas de gerenciamento de riscos definidas por seu acionista controlador (Enel Spa). As políticas estabelecem os riscos enfrentados e as diretrizes para seu monitoramento interno e são aprovadas pelo Conselho de Administração da Enel SpA, o qual abriga um Comitê de Controles e Riscos, que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações financeiras periódicas.

O sistema de gestão de riscos cobre 3 tipos de atividades: 1) controles de primeiro nível, que consistem em atividades de controle realizadas por cada unidade operacional, em seus próprios processos, como forma de assegurar a correta realização das operações; 2) controles de segundo nível, os quais são executados por áreas corporativas específicas e que visam monitorar e gerir tipos específicos de riscos; 3) controles de terceiro nível (auditoria interna), que visam verificar a estrutura e funcionamento do sistema como um todo, através do monitoramento dos controles, assim como do trabalho executado pelo segundo nível.

O sistema está sujeito a testes periódicos e verificações, levando em consideração a evolução das operações corporativas e a situação em questão, assim como as melhores práticas.

#### (a) Estrutura de gerenciamento de riscos

A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos da Companhia é multidisciplinar e conta com as áreas de Gestão de Riscos, Controles Internos e Auditoria Interna, conforme descritas a seguir.

#### Gestão de Riscos

A Companhia segue as diretrizes do Sistema de Controle de Gestão de Riscos (SCGR) definido a nível Holding (Enel Spa), que estabelece as diretrizes na gestão dos riscos através das respectivas normas, procedimentos, sistemas, etc., para aplicar nos diferentes níveis da Companhia, nos processos de identificação, análise, avaliação, tratamento e comunicação dos riscos que o negócio enfrenta continuamente. Essas diretrizes são aprovadas pelo Conselho de Administração da Enel SpA, o qual abriga um Comitê de Controles e Riscos, que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações contábeis periódicas. Para seu cumprimento existe uma política específica de Gestão de Riscos dentro de cada Companhia, a mesma que é revisada e aprovada ao início de cada ano por parte do Diretório, observando e aplicando as exigências locais em termos de cultura de riscos.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel considera três linhas de ação (de defesa) para obter um gerenciamento eficaz e eficiente de riscos e controles, em que a primeira linha é o controle da unidade de negócio, a segunda linha de ação é através das diversas funções de controles internos desenvolvidos para assegurar a ótima gestão de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela unidade de negócio, e a terceira linha é avaliação independente.

Cada uma dessas três “linhas” desempenha um papel distinto dentro da estrutura mais ampla de governança da organização. Cada linha de defesa tem sua obrigação de informar e manter atualizado a alta administração e diretores sobre a gestão de riscos, sendo que a Alta Administração é informada pela primeira e segunda linha de defesa e o Conselho Administrativo, pela sua vez, pela segunda e terceira linha de defesa. Os órgãos de governança e a alta administração são as principais partes interessadas atendidas pelas “linhas” e são as partes em melhor posição para ajudar a garantir que o modelo de Três Linhas de Defesa seja aplicado aos processos de gerenciamento de riscos e controle da organização.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel está sujeito a testes periódicos e verificações de auditoria, levando em consideração a evolução das operações corporativas e a situação em questão, assim como as melhores práticas e diretrizes da normativa interna e normativa internacional como a ISO 31000:2018 (G31000), COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), etc.

A Companhia busca proteção para todos os riscos que possam afetar seus objetivos, sendo os principais: financeiros; regulatórios; negócio (mercado/*Commodity*); operacionais; estratégicos; sustentabilidade; reputação/ imagem; legais; e CyberSecurity.

#### Controles Internos

A área de Controles Internos tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

Visando garantir o alinhamento dos processos com as exigências de controle da Companhia, a área de Controles Internos atua na gestão dos controles de acessos ao sistema financeiro e realiza acompanhamento das deficiências de controle identificadas pela auditoria externa para garantir a mitigação de todos os riscos nos prazos acordados.

A Companhia analisa todas as oportunidades de melhorias reportadas pelos auditores independentes na carta de recomendação e define planos de ação para implementação de todas as recomendações que considere pertinentes. A área de Controles Internos acompanha a implementação dos planos de ação e o resultado dos mesmos.

#### Auditoria Interna

A Diretoria de Auditoria Interna atua na avaliação dos processos e controles relacionados aos segmentos operacional (infraestrutura e redes), comercial (mercado), administrativo, compras e de tecnologia da informação. A Diretoria de Auditoria Interna avalia a eficiência dos processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, dos controles associados às demonstrações contábeis, bem como dos controles de segurança da informação, todos em conformidade com as exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controles e deficiências significativas que possam impactar as demonstrações contábeis e processos da Companhia.

O plano de auditoria é aprovado pelo Conselho de Administração. Além disto, o resultado das respectivas auditorias e a evolução dos planos de ação para implementação de potenciais melhorias e regularizações são apresentados periodicamente aos Diretores, e membros do Conselho de Administração.

A Auditoria Interna possui uma política interna, que descreve as responsabilidades e principais atividades da área de auditoria, incluindo documentos gerados, comunicação com responsáveis, divulgação dos relatórios, acompanhamento dos planos de ação, entre outros.

Adicionalmente, a Auditoria Interna também é responsável pela gestão do Programa de *Compliance* da Companhia, que tem como objetivo promover a obediência às políticas e diretrizes da empresa, bem como às leis e regulamentações vigentes e a ela aplicáveis, além de encorajar uma cultura organizacional pautada pela ética.

**(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros**

A Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

**(b.1) Risco de crédito**

Consiste no risco da Companhia incorrer em perdas devido a um cliente ou uma contraparte do instrumento financeiro não cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; e (iii) ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiro da concessão.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2019 é:

	Nota	2019
Caixa e equivalentes de caixa	b.1.1	1.280.195
Investimentos de curto prazo	b.1.1	5.496
Depósitos vinculados	b.1.1	808.869
Consumidores, revendedores e outros	b.1.2	2.473.095
Contas a receber - acordos	b.1.2	225.445
Ativo financeiro setorial	b.1.3	2.052.746
Ativo contratual	b.1.3	466.563
Ativo financeiro da concessão	b.1.3	4.532.124
Operação com derivativo	b.1.4	48.607
<b>Total da exposição</b>		<b>11.893.140</b>

Os saldos apresentados anteriormente estão líquidos das respectivas perdas esperadas com crédito de liquidação duvidosa (nota explicativa nº 7).

(b.1.1) Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados

Risco associado às aplicações financeiras e depósitos vinculados realizados em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer perda desses valores.

A Companhia atua de modo a diversificar o risco de crédito junto às instituições financeiras, centralizando as suas transações apenas em instituições de primeira linha e estabelecendo limites de concentração, seguindo suas políticas internas quanto à avaliação dos investimentos em relação ao patrimônio líquido das instituições financeiras e aos respectivos *ratings* das principais agências.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de composição da carteira de investimentos. Quaisquer instituições financeiras que apresentem, em uma das agências de risco *rating* inferior ao estabelecido (AA-), em escala nacional em moeda local não poderão fazer parte da carteira de investimentos.

Quanto aos valores de exposição máxima por instituições financeiras, vale o mais restritivo dos seguintes critérios definidos pela Companhia: (i) Critério de Caixa da Companhia: Aplicações de no máximo 20% do total da carteira da Companhia em instituições financeiras com PL inferior a R\$ 6.000.000 até 25% em instituições financeiras com PL superior a R\$ 6.000.000; (ii) Critério de PL da Companhia: Aplicações de no máximo 20% de seu PL por instituição financeira; e (iii) Critério de PL da instituição financeira recebedora de recursos: Cada instituição financeira poderá receber recursos de no máximo 3% (PL inferior a R\$ 6.000.000) até 5% (PL superior a R\$ 6.000.000) de seu PL; todas as instituições financeiras deverão apresentar PL superior a R\$500.000. Vale o mais restritivo dos critérios i, ii e iii.

Os depósitos vinculados são efetuados em bancos da união, conforme determinação do Conselho Nacional de Justiça. A Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito relacionado a tais depósitos.

(b.1.2) Consumidores, revendedores e contas a receber de acordos

A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, a Companhia

tem o direito de cortar o fornecimento de energia elétrica dos consumidores que não efetuam o pagamento das faturas.

A Companhia tem executado diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência tais como: negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte do fornecimento de energia elétrica, cobrança judicial, protesto de clientes junto aos cartórios, contratação de agências de cobranças, envio de cartas de aviso de cobrança e de mensagens via “SMS”, e-mail e “URA” (Unidade de Resposta Audível). Adicionalmente, foi lançado o portal de negociação e realização de negociações através de feirões e do *call center*. A Companhia utiliza uma solução de análise preditiva (“*Predictive Analytics*”) possibilitando avaliar a propensão de pagamento de acordo ao perfil de cada cliente, para definir a melhor estratégia de cobrança.

(b.1.3) Ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiro da concessão

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco desses créditos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial); e (ii) referente aos investimentos em curso e efetuados em infraestrutura e que não foram amortizados até o vencimento da concessão (ativo contratual e ativo financeiro da concessão).

(b.1.4) Operação com instrumento derivativo

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito da operação com derivativo que mantém com o banco Bradesco, que é considerado como de primeira linha pela mesma.

**(b.2) Risco de gerenciamento de capital**

A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar o pagamento de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso.

A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento.

A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos e financiamentos e debêntures, menos caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Na tabela a seguir, está demonstrada a dívida líquida da Companhia:



	2019	2018
Empréstimos e financiamentos	274.423	493.369
Debêntures	3.612.989	3.572.963
Arrendamento financeiro	261.882	78.856
Operação com instrumento derivativo	(48.607)	-
Caixa e equivalentes de caixa	(1.280.195)	(936.678)
Investimentos de curto prazo	(5.496)	(4.756)
<b>Dívida líquida</b>	<b>2.814.996</b>	<b>3.203.754</b>
Patrimônio líquido	3.969.216	2.880.980
<b>Dívida líquida / Patrimônio líquido</b>	<b>70,92%</b>	<b>111,20%</b>

Do endividamento financeiro total em 31 de dezembro de 2019, 21,8% era de curto prazo (17,1% em 31 de dezembro de 2018) e o prazo médio era de 3,71 anos (3,59 anos em 31 de dezembro de 2018).

### (b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia adota como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados; (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº3.037, até 13 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 2.000.000.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia. Para as rubricas de “empréstimos e financiamentos” e “debêntures” estão sendo considerados os fluxos de caixa projetados. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos divulgados na nota explicativa nº 14. As informações refletidas na tabela a seguir incluem os fluxos de caixa de principal e juros.

Posição em 31 de dezembro de 2019	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos
Fornecedores	1.865.919	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	222.208	9.968	24.995	15.413	-
Debêntures	53.906	114.929	1.504.012	1.224.133	546.113
Arrendamento financeiro	22.441	47.407	42.224	93.160	56.650
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	214.054	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.378.528</b>	<b>172.304</b>	<b>1.571.231</b>	<b>1.332.706</b>	<b>602.763</b>

De acordo com o CPC 40 (R1) Instrumentos financeiros: Evidenciação, quando o montante a pagar não é fixado, o montante evidenciado é determinado com referência às condições existentes na data de encerramento do exercício. Portanto, CDI, IPCA e TJLP utilizados nas projeções correspondem aos índices verificados na data de 31 de dezembro de 2019.

### (b.4) Riscos de mercado

#### (b.4.1) Riscos de taxas de juros

A Companhia possui empréstimos e debêntures relevantes remunerados pela variação do CDI, IPCA e TJLP. Conseqüentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices.

Em 31 de dezembro de 2019 as aplicações financeiras da Companhia foram alocadas em CDBs rentabilizados pelo CDI.

O montante de exposição líquida da Companhia aos riscos de taxas de juros na data-base de 31 de dezembro de 2019 é:

	<b>2019</b>
Equivalentes de caixa	1.054.767
Investimentos de curto prazo	5.496
Empréstimos e financiamentos	(273.544)
Debêntures	(3.651.705)
Operação com derivativo	48.607
<b>Total da exposição líquida</b>	<b>(2.816.379)</b>

Os montantes de empréstimos, financiamentos e debêntures apresentados na tabela acima referem-se somente às dívidas indexadas ao CDI, IPCA e TJLP e não contemplam os saldos de custos a amortizar.

### Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas, aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2019, foram definidos 5 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 27 de dezembro de 2019, foi extraída a projeção dos indexadores CDI, IPCA e TJLP para um ano e assim definindo-os como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e patrimônio líquido em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2019, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário. A projeção do cálculo considera a taxa de juros contratual: índice mais spread.

		Projeção receitas financeiras - 01 ano					
Aplicações financeiras	Taxa de juros	Posição em 31.12.2019	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			2,20%	3,30%	4,40%	5,50%	6,60%
Equivalentes de caixa	CDI	1.054.767	23.205	34.807	46.410	58.012	69.615
Investimentos de curto prazo	CDI	5.496	121	181	242	302	363
<b>Subtotal</b>		<b>1.060.263</b>	<b>23.326</b>	<b>34.988</b>	<b>46.652</b>	<b>58.314</b>	<b>69.978</b>
		Projeção despesas financeiras - 01 ano					
Dívidas	Taxa de juros contratual	Posição em 31.12.2019	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			2,20%	3,30%	4,40%	5,50%	6,60%
Debêntures - 23ª Emissão (1ª série)	108,25% do CDI	(715.365)	(17.036)	(25.555)	(34.073)	(42.591)	(51.109)
Debêntures - 23ª Emissão (2ª série)	111% do CDI	(1.418.954)	(34.651)	(51.976)	(69.302)	(86.627)	(103.953)
Debêntures - 24ª Emissão (1ª série)	CDI+0,80 a.a.	(704.506)	(21.259)	(29.071)	(36.882)	(44.694)	(52.505)
Nota Promissória - 6ª emissão	104% do CDI	(218.525)	(5.000)	(7.500)	(10.000)	(12.500)	(15.000)
TJLP			2,79%	4,18%	5,57%	6,96%	8,36%
FINEP 2	TJLP+5,00% a.a.	(55.019)	(4.363)	(5.166)	(5.969)	(6.772)	(7.581)
<b>Contrato de Swap</b>			2,16%	3,23%	4,31%	5,39%	6,47%
Debêntures - 24ª Emissão (2ª série)	100% do IPCA + 4,0134% a.a.	(812.880)	(50.887)	(59.934)	(69.065)	(78.197)	(87.328)
Derivativo (swap) - Ponta Ativa	100% do IPCA + 4,0134% a.a.	853.680	53.441	62.942	72.532	82.122	91.711
Derivativo (swap) - Ponta Passiva	100% do CDI + 0,7200%	(805.073)	(23.636)	(32.555)	(41.475)	(50.394)	(59.314)
<b>Subtotal</b>		<b>(3.876.642)</b>	<b>(103.391)</b>	<b>(148.815)</b>	<b>(194.234)</b>	<b>(239.653)</b>	<b>(285.079)</b>
<b>Total da exposição líquida</b>		<b>(2.816.379)</b>	<b>(80.065)</b>	<b>(113.827)</b>	<b>(147.582)</b>	<b>(181.339)</b>	<b>(215.101)</b>

#### (b.4.2) Risco de moeda

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial temporal, atrelado ao dólar norte-americano, através dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, entretanto, as alterações de variação cambial são repassadas ao consumidor na tarifa, através do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A/CVA (Ativo e passivo financeiro setorial).

Exposição às taxas de câmbio	2019		2018	
	Moeda estrangeira	R\$	Moeda Estrangeira	R\$
Fornecedores (Itaipu)	118.528	477.751	121.987	472.676
<b>Passivo líquido exposto</b>	<b>118.528</b>	<b>477.751</b>	<b>121.987</b>	<b>472.676</b>

#### (b.4.3) Risco de preço

Vide nota explicativa nº 1.1.

#### (b.4.4) Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia estava em cumprimento de todos os termos dos *covenants* (nota explicativa nº 14.8) exigidos por seus contratos.

#### (c) Outros riscos

##### (c.1) Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

##### Plano de recuperação dos indicadores

Em 12 de julho de 2017, a Companhia foi informada pela ANEEL que, apesar da evolução da qualidade do serviço ter apresentado melhorias nos últimos anos, participaria do segundo ciclo do plano de recuperação dos indicadores, tendo em vista que ainda figurava entre as 16 distribuidoras que necessitam de aprimoramento na qualidade do serviço. Em decorrência disso, no dia 31 de agosto de 2017, a Companhia protocolou na ANEEL o plano de recuperação com a finalidade de fazer frente ao segundo ciclo de recuperação dos indicadores, o qual encontra-se em andamento, e foi aprovado pelo regulador em 21 de dezembro de 2017.

Em janeiro, maio e setembro dos anos de 2018 e 2019, a Companhia apresentou à ANEEL os relatórios quadrimestrais de acompanhamento do plano de recuperação dos indicadores, onde foi evidenciada a evolução das ações realizadas, os recursos investidos para a melhoria contínua da prestação do serviço e os resultados alcançados em todas as dimensões do plano: qualidade do fornecimento, serviços comerciais, segurança do trabalho e da população e sustentabilidade econômico-financeira.

Acerca dos resultados alcançados, destaca-se a conclusão das obras e a significativa melhora dos indicadores de continuidade do fornecimento, que acompanharam a trajetória de redução planejada, mantendo-se para o indicador DEC a posição de 0,20 horas (3%) abaixo da meta do Plano de Resultados e, para o FEC, 0,93 vezes (18%) abaixo da meta. Ademais, os indicadores comerciais e de segurança em sua maioria atingiram as metas planejadas, em mais de 90% das apurações.

Em 31 de outubro de 2019, o órgão regulador emitiu o parecer final concluindo que: “De maneira geral, a ARSESP considera que o cumprimento das ações propostas pela Distribuidora e o desempenho da

maioria dos indicadores estão satisfatórios, todavia, todos os temas continuarão a ser monitorados pela ANEEL e acompanhados pela ARSESP". Neste contexto, recomendou-se o arquivamento e a finalização do processo.

Continuamente, em 16 de outubro de 2019, a Companhia foi informada pela ANEEL que, apesar da evolução da qualidade do serviço ter apresentado melhorias significativa nos últimos anos, participaria ainda do terceiro ciclo do plano de resultados, (entre os meses de outubro de 2019 a setembro de 2020), em atenção aos indicadores de continuidade do fornecimento, faturamento e ressarcimento de danos elétricos.

### **(c.2) Risco de contratação de energia**

O portfólio de contratos de energia de 2019 consiste nos seguintes componentes: Contrato de Itaipu e PROINFA; Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, Cotas de Angra 1 e 2 e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR's.

De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME.

A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a 100% dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atendimento ao mercado cativo. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração de volume, preços e período de suprimento, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Porém, os modelos utilizados norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a possibilidade de ajustes dos níveis contratuais.

Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de 3 a 7 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.

Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, caso o nível de contratação seja superior a 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Na hipótese de sobrecontratação involuntária ser reconhecida pela ANEEL, haverá o repasse integral dos custos de compra de energia à tarifa mesmo em níveis de contratação acima de 105% em relação à carga anual de fornecimento.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação tais como (i) leilões de ajuste, (ii) MCS (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) de energia nova e existente, (iii) acordos bilaterais de redução contratual, (iv) venda de energia temporária, (v) opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a migração de clientes ao mercado livre, acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da

edição da Lei nº 10.848/2004 e outras variações de mercado, (vi) a venda de energia ao mercado livre em Leilão de Excedentes e (vii) o reconhecimento de sobrecontratação ou exposição involuntária.

Conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 453, de 18 de outubro de 2011, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as Distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada às respectivas tarifas. Este repasse deverá ser concedido, desde que os agentes de distribuição utilizem de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica.

No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano.

A Companhia encerrou o ano de 2016 com um nível de contratação de 110,2%, sendo o impacto acima do limite de 105% equivalente a R\$ 88.091 (valor atualizado de R\$ 116.975 em 31 de dezembro de 2019) caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL.

Existem dois principais fatores que contribuíram para a sobrecontratação no ano de 2016. O primeiro refere-se à participação no leilão A-1 no ambiente regulado (CCEAR) realizado em dezembro de 2015, no qual a Companhia compulsoriamente teve que repor a energia vinculada ao contrato bilateral com a AES Tietê, cujo término ocorreu em 31 de dezembro de 2015. Por força do Decreto nº 5.163, a Companhia teve que comprar no mínimo 96% do seu montante de reposição, mesmo tendo ressaltado em sua declaração a necessidade de volume inferior ao mínimo. Em 3 de agosto de 2016, foi publicado Decreto nº 8.828, alterando o Decreto nº 5.163, retirando a trava de obrigação de declaração para os montantes de reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da Companhia em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.

Outro fator que impactou consideravelmente o nível de contratação foi a migração de consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre. O direito à redução de contratos de compra de energia em caso de migração dos consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre foi reconhecido a partir da Resolução nº 726/2016, após discussão na Audiência Pública nº 85/2013. Entretanto, a redução contratual só vale para contratos firmados em leilões de energia posteriores à publicação da Resolução, não foi útil, portanto, para reduzir o nível de contratação de 2016.

Diante dos fatores expostos anteriormente, a Companhia entende, baseada em parecer técnico elaborado por escritório de advocacia renomado, que a sobrecontratação advinda da compra compulsória em Leilão A-1 e da saída de consumidores para o mercado livre é involuntária e, portanto, deve ser integralmente repassada aos seus consumidores.

O reconhecimento da sobrecontratação involuntária referente ao leilão A-1 e a migração de consumidores especiais é suficiente para prover repasse tarifário integral dos custos de sobrecontratação.

Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711 de 2016 e participou de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de energia existente e de energia nova. Desde 2016, a Companhia realizou diversos acordos bilaterais e participou em quase todos os meses de MCSDs. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o nível de sobrecontratação da companhia está dentro do limite regulatório. Para o ano de 2020, a Companhia projeta permanecer dentro do limite regulatório.

Em 25 de abril de 2017, a ANEEL deliberou o pleito de sobrecontratação involuntária das distribuidoras referente tanto ao leilão A-1 quanto à migração dos consumidores especiais. A decisão, de caráter geral, foi negar o pleito, com a ressalva de que as situações particulares de reconhecimento como sobrecontratação involuntária devem ser avaliadas pela ANEEL mediante comprovação do máximo

esforço na redução da posição contratual. O processo continua em fase de instrução na ANEEL, agora com sua Diretoria já reconhecendo a possibilidade dos dois tipos de sobrecontratação serem involuntárias. A Companhia mantém o seu posicionamento de que os dois fatores mencionados são sobrecontratação involuntária.

Na revisão tarifária de 2019, de forma similar ao ocorrido quando do reajuste tarifário de 2018, a ANEEL manteve o componente de sobrecontratação involuntária referente ao ano civil de 2016 em caráter provisório, tendo em vista que ainda permanece avaliando o máximo esforço individualmente para cada distribuidora, conforme decisão de 25 de abril de 2017.

Embora haja o repasse dos custos relacionados à sobrecontratação involuntária para a tarifa, há um descasamento de caixa temporário, visto que os mesmos ocorrem em momentos distintos. O mesmo efeito ocorre quando há aumento de custos de compra de energia e encargos setoriais, o que pode gerar a necessidade da Companhia em se financiar através de capital de giro.

### **(c.3) Risco socioambiental**

A instalação, ampliação e operação de empreendimentos voltados à distribuição de energia elétrica utilizam e/ou interferem em recursos naturais e podem causar impactos ambientais relacionados à fauna e à flora, emissões atmosféricas, água e solo. Portanto, as atividades da Companhia estão sujeitas aos padrões de qualidade e de proteção ambiental estabelecidos por diversas leis e regulamentos ambientais que, se violados, podem sujeitar os infratores as sanções administrativas e criminais, além da obrigação de reparação de danos ambientais na esfera cível.

A edição de novas leis e regulamentos mais severos ou a ocorrência de eventos não previstos que possam resultar em significativos passivos ambientais pode ter um efeito adverso material sobre os negócios da empresa, não apenas sob o aspecto financeiro, mas também operacional. De acordo com a Lei nº 9.605 de 1998 – Lei de Crimes Ambientais, o valor máximo de multa por descumprimento da lei ambiental é de R\$ 50.000 podendo ser cumulado com penalidade de embargo ou interdição de atividade.

Baseando-se no arcabouço legal ambiental, a empresa mapeou e monitora continuamente seus riscos ambientais através de um sistema de gestão de riscos, de acordo com a norma ISO 31000. Os principais riscos ambientais foram mapeados, descritos e avaliados qualitativa e quantitativamente, e foram classificados de acordo com sua probabilidade de materialização e impacto para a companhia. Desta forma, as ações de mitigação praticadas são avaliadas continuamente quanto a sua adequação/suficiência para a mitigação dos riscos à companhia.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência e assim evitar ou mitigar os impactos negativos dessas situações na sociedade e no meio ambiente, a Companhia estabelece procedimentos e planos de preparação e respostas a emergências, mantém contrato com empresa especializada em atender a emergências ambientais e se mantém preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental certificado pela ISO 14001:2015. O gerenciamento ambiental de todas as atividades da Companhia é realizado com foco na prevenção à poluição e mitigação de impactos ambientais, atendimento à legislação e melhoria contínua de seus processos, além de práticas de relacionamento e educação da população para o uso seguro e eficiente da energia elétrica. A Política do Sistema de Gestão Integrado consolida o compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável, e estabelece as diretrizes para sua atuação considerando os aspectos social, ambiental e econômico.

A Companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país assumindo os seguintes compromissos voluntários: Pacto Global, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável e Empresa Amiga da Criança.

## 31. Informações complementares

### 31.1 Às demonstrações do fluxo de caixa

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa foram as seguintes:

	2019	2018
Compensações de PIS e COFINS	17.805	27.576
Doações de linhas e redes (Adição de ativos contratuais, financeiros e intangíveis)	15.728	15.590

A Companhia classifica os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adições de ativos intangíveis da concessão). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa:

	2019	2018
Pagamento de juros apresentados nas atividades operacionais	301.958	320.347
Pagamento de juros apresentados nas atividades de investimento (juros capitalizados)	6.986	12.077
Pagamento de juros	308.944	332.424

## 32. Investimentos e gastos em meio ambiente

A Companhia manteve em 2019 seu escopo de certificação ambiental ISO 14001 e mantém programas e práticas que evidenciam a sua responsabilidade para com o meio ambiente. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, o montante dos investimentos foi no valor de R\$ 79.438 (R\$ 76.199 em 31 de dezembro de 2018), sendo R\$ 75.789 (R\$ 56.221 em 31 de dezembro de 2018) registrados no resultado do exercício e R\$ 3.649 (R\$ 19.978 em 31 de dezembro de 2018) destinados a investimento ao ativo imobilizado. Foram realizados licenciamentos e compensações ambientais, plantios compensatórios e manutenções, gestão de resíduos perigosos, estudos de áreas impactadas, prevenção a poluição, compensação de emissões (créditos de carbono) e treinamentos

## 33. Demonstrações contábeis regulatórias - DCR

A Companhia divulgará as suas Demonstrações Contábeis Regulatórias - "DCR", referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 até 30 de abril de 2020 no seguinte endereço eletrônico <http://ri.eneldistribuicaosp.com.br/>.

## 34. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 7.538.078 em 2020, R\$7.711.129 em 2021, R\$ 7.941.194 em 2022, R\$ 8.515.154 em 2023 e R\$ 128.598.198 após 2023.

Estes contratos representam o volume e preço total homologados pela ANEEL, atualizado pelo IPCA projetado, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

## Comentários sobre o comportamento das Projeções Empresariais

### a.) Objeto da projeção

#### 1 - Investimentos

A Companhia informa os montantes de investimentos, segregados em recursos próprios e investimentos financiados pelo cliente.

#### 2 - EBITDA

A Companhia informa as estimativas para o seu LAJIDA – Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (“EBITDA”). Conforme indicado no item 3.2., o EBITDA consiste no lucro (prejuízo) líquido, acrescidos dos tributos sobre o lucro, do resultado financeiro líquido e das depreciações e amortizações.

### b.) Período projetado e prazo de validade da projeção

#### 1 - Investimentos

A Companhia divulga suas projeções de investimentos anuais, para o período de 2019 a 2022, podendo ser reavaliada trimestralmente, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

#### 2 - EBITDA

A Companhia divulga projeções para o EBITDA para os anos de 2019 a 2021, podendo ser reavaliada trimestralmente, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

### c.) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

#### 1 - Investimentos

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nas seguintes premissas:

- Indicadores de crescimento (PIB, inflação, densidade demográfica);
- Diagnósticos de rede;
- Demanda dos consumidores;
- Cronograma das manutenções;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.



## 2 - EBITDA

A projeção de EBITDA considera:

- Redução de penalidades e devoluções associadas a melhora dos indicadores de qualidade: Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (“DEC”); Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (“FEC”); e Perdas;
- Gestão da receita e inadimplência;
- Incremento de unidades consumidoras no período, de aproximadamente 7,2 milhões em 2018, para cerca de 7,6 milhões em 2021;
- Ganhos de eficiência devido à maior produtividade por unidade consumidora de aproximadamente 30%, refletido no indicador OPEX por unidade consumidora de aproximadamente R\$ 288 em 2018 para cerca de R\$ 206 em 2021;
- Base de Ativos Regulatória estimada em R\$ 1.157 por unidade consumidora em 2021;
- Energia distribuída estimada de cerca de 43TWh em 2018 para cerca de 47 TWh em 2021.

Todas as premissas podem ser influenciadas pela administração, exceto os indicadores de crescimento, demanda dos consumidores e os demais aspectos regulatórios que fogem ao seu controle.

Todas as projeções divulgadas pela Companhia refletem somente a percepção da Administração da Companhia sobre o futuro de seus negócios, considerando, principalmente, os seguintes fatores: (i) o desempenho da economia nacional e internacional; (ii) as condições de mercado e do setor de energia elétrica em geral, inclusive as condições hidrológicas do país; (iii) a regulamentação do setor elétrico, incluindo reajustes e revisões tarifárias, e legislação ambiental vigentes e (iv) fatores operacionais.

Todas as premissas indicadas acima estão sujeitas a mudanças, riscos e incertezas, que fogem ao controle da administração da Companhia. Qualquer alteração na percepção ou nos fatores acima descritos pode fazer com que os resultados concretos divirjam das projeções efetuadas. Em caso de alteração relevante nestes fatores, as projeções deverão ser revisadas.

### d.) Valores dos indicadores que são objeto da previsão

#### 1 - Investimentos

Os valores projetados para o período de cinco anos (2019-2022), incluído o exercício social corrente encontram-se na tabela a seguir:

Investimentos estimados*	2019	2020	2021	2022	Ciclo 2019-2022
Financiados pela Companhia	777,8	1.032,1	1.085,4	1.217,5	4.112,8
Financiados pelo cliente	109,8	63,2	53,2	56,5	282,7
<b>Total</b>	<b>887,7</b>	<b>1.095,3</b>	<b>1.138,7</b>	<b>1.274,0</b>	<b>4.395,7</b>

## 2 - EBITDA

A Companhia projetou um EBITDA de R\$ 1.760 milhões para 2019, R\$ 2.269 milhões para 2020 e de R\$ 3.075 milhões para 2021.

### e.) Acompanhamento dos valores que foram objeto de previsão

#### 1 - Investimentos

Para o ano de 2019, a Companhia apresenta um comparativo entre os valores realizados e projetados no ano, conforme tabela e explicações a seguir:

Investimentos - R\$ milhões	Estimativa 2019	Realizado 2019	Variação
Financiados pela Companhia	777,8	807,3	+ 3,8%
Financiados pelo cliente	109,8	71,0	-35,3%
<b>Total</b>	<b>887,7</b>	<b>878,3</b>	<b>- 0,01%</b>

Em 2019, a Companhia inicialmente planejava investir R\$ 887,7 milhões, entre recursos financiados pela Companhia e financiados pelo cliente. A variação negativa total de 0,01% (R\$ 9,4 milhões) entre o investimento realizado e o projetado para o ano, é entendida pela Administração como dentro do curso normal do negócio, uma vez que o volume de investimentos executado permaneceu em linha com as expectativas iniciais.

#### 2 – EBITDA

Para o ano de 2019, a Companhia apresenta um comparativo entre o valor realizado e projetado, conforme tabela e explicações a seguir:

EBITDA - R\$ milhões	Estimativa 2019	Realizado 2019	Variação
<b>Total</b>	<b>1.760</b>	<b>2.368</b>	<b>+34,5%</b>

Em 2019, a Companhia inicialmente planejava um EBITDA de R\$ 1.760 milhões. A variação de R\$ 608 milhões entre o EBITDA realizado e o projetado para o ano tem como justificativas, principalmente: redução no grupo de provisões para contingências judiciais, fruto de um trabalho de revisão interna e adequação às premissas do grupo Enel; ganhos de eficiência nos processos operacionais, de atendimento ao cliente e de pessoal, decorrente dos resultados do programa de saída voluntária concluído no primeiro semestre de 2019; e efeito positivo na margem, com não-neutralidades decorrentes da reversão de passivo regulatório no processo de revisão tarifária, em função da adoção de premissas mais conservadoras que o realizado.

f.) **Projeções descontinuadas**

**1 - Programa de Produtividade**

Em função da divulgação do EBITDA, a Companhia optou por descontinuar a projeção de seu “Programa de Produtividade”, que se referia ao seu plano de redução das despesas operacionais. Tais ganhos de eficiência passam então a ser uma das premissas para a estimativa do EBITDA da Companhia.

**Nota**

i. As informações financeiras apresentadas no acompanhamento das Projeções Empresariais são apresentadas em milhões de Reais e, portanto, os valores totais apresentados nas tabelas podem apresentar diferenças de arredondamento em relação ao somatório dos valores individuais das respectivas linhas.

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE  
DE SÃO PAULO S.A.

NIRE 35300050274  
CNPJ/MF Nº 61.695.227/0001-93

**Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras**

Os diretores da ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A. (“Companhia”), inscrita no CNPJ/MF Nº 61.695.227/0001-93, com sede na Avenida Doutor Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, lojas 1 e 2 (térreo) e 1º ao 7º andar, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri – SP, nos termos e para fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que revisaram, discutiram e concordam com a opinião expressa no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, Ernest & Young Auditores Independentes S.S., bem como que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Contábeis da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019.

Barueri, 19 de fevereiro de 2020.

Diretores:

Max Xavier Lins  
Diretor Presidente

Monica Hodor  
Diretora de Administração, Finanças, Controle e Relações com Investidores

Déborah Meirelles Rosa Brasil  
Diretora Jurídica

Rosario Zaccaria  
Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes

Marcia Massotti de Carvalho  
Diretora de Sustentabilidade

Flavia da Silva Baraúna  
Diretora de Serviços

Janaina Savino Vilella Carro  
Diretora de Comunicação

José Nunes de Almeida Neto  
Diretor de Relações Institucionais

Anna Paula Hiotte Pacheco  
Diretora de Regulação

Marcia Sandra Roque Vieira Silva  
Diretora de Mercado

Margot Frota Cohn Pires  
Diretora de Compras