

Relatório da Administração - 2019

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

20 de fevereiro de 2020

Relações com Investidores

Monica Hodor

Diretora de Relações com Investidores

Daniel Spencer Pioner

Gerente de Relações com Investidores

Equipe de Relações com Investidores | 55 11 2195-7048

<http://ri.eneldistribuicaoosp.com.br/> | ri.eletropaulo@enel.com

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 vendida¹, 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 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.615² unidades consumidoras por km², o que corresponde a 9%³ 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.

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

¹ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, de dezembro de 2017;

² Dados internos de unidades faturadas, de dezembro de 2018;

³ Dados acumulados até dezembro de 2018, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

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%
	Parcela A	-1,57%
Parcela B		3,29%
Reajuste Econômico		1,72%
CVA Total		10,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		0,60%
Reajuste Financeiro		11,07%
Reajuste Total		12,79%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-5,75%
Efeito para o Consumidor		7,03%

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.

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.

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

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 partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

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

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	2019	2018	Var. %
Mercado Cativo	7.313.528	7.229.420	1,2%
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%
Cientes Livres	1.572	1.324	18,7%
Industrial	465	409	13,7%
Comercial	1.058	869	21,7%
Setor Público	42	39	7,7%
Cias Energéticas	7	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.315.100	7.230.744	1,2%

Venda de Energia na Área de Concessão⁴

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%
Total - Venda e Transporte de Energia	43.286	42.877	1,0%

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%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	32.289	32.230	0,2%

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.

⁴ Não Inclui Consumo Próprio

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%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	10.997	10.647	3,3%

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%
Total - Compra de Energia	39.897	39.258	1,6%

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

Indicadores Operacionais

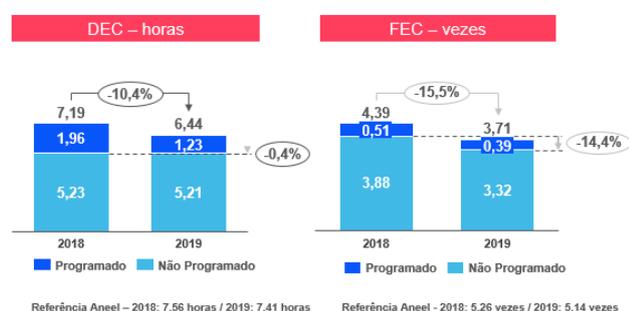
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	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)⁵

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,62%⁶, 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.



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.

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%
EBITDA	2.368.125	1.101.183	115,1%
<i>Margem EBITDA</i>	<i>16,1%</i>	<i>7,6%</i>	<i>8,5 p.p.</i>
EBIT	1.718.153	542.296	216,8%
<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%
Lucro (Prejuízo) Líquido	777.067	(315.261)	-346,5%
<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>
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	3,94	(1,81)	-317,1%

(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.

⁵ 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.

⁶ 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.

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	11.854.330	11.609.362	2,1%
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%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	11.357.796	10.419.380	9,0%
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
Total - Outras Receitas	967.676	2.068.783	-53,2%
Total - Receita Operacional Bruta	24.179.802	24.097.525	0,3%

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%
Total - Tributos	(6.256.126)	(5.823.321)	7,4%
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%
Total - Encargos Setoriais	(3.219.627)	(3.784.365)	-14,9%
Total - Deduções da Receita	(9.475.753)	(9.607.686)	-1,4%

(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%
Total - Não Gerenciáveis	(9.906.458)	(9.909.381)	0,0%
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%
Total - Despesas Operacionais (2)	(1.698.714)	(2.213.109)	-23,2%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (2)	(11.605.172)	(12.122.490)	-4,3%

(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 (CEE, CCEAR e Quotas) em R\$ 424,6 milhões, decorrente, em parte, da contratação do MVE⁷ 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:

⁷ Mecanismo de Venda de Excedentes

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

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.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Receitas Financeiras			
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%
Total - Receitas Financeiras	316.706	176.357	79,6%
Despesas Financeiras			
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%
Total - Despesas Financeiras	(866.319)	(1.168.403)	-25,9%
Variações Cambiais	(754)	931	-181,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(550.367)	(991.115)	-44,5%

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 2019.

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 período⁸; (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

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

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%
Total	(390.719)	133.558	-392,5%

Já em 2019, 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 2019, decorrente da dedução em dobro das despesas incorridas com o PAT⁹ desde 2006, bem como respectiva compensação do IRPJ.

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	-
Lucro (prejuízo) líquido ajustado	855.689	(290.763)
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
Total	-	-

Endividamento

Indicadores de Endividamento

Conforme apresentado no quadro a seguir, a Dívida Bruta¹⁰ 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.

⁹ Programa de Alimentação do Trabalhador

¹⁰ 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.

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (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%
Dívida Líquida	3.812.351	4.387.698	-13,1%
EBITDA (12 meses)	2.368.125	1.101.193	115,1%
(+) PECLD e Contingências	289.181	334.289	-13,5%
(+) Despesas com Funcesp (últimos 12 meses)	26.838	20.680	29,8%
(+) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(40.881)	-	n.a.
EBITDA Ajustado (12 meses) -23ª Debênture	2.643.263	1.456.162	81,5%
(-) 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.
EBITDA Ajustado (12 meses) -6ª NP e 24ª Debênture	2.734.700	1.456.162	87,8%
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

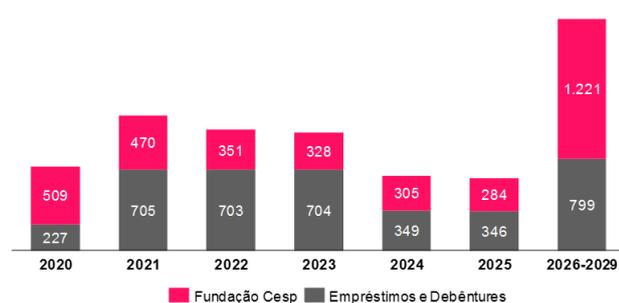
Vale mencionar que para a 2ª série da 24ª Debênture, com atualização atrelada ao IPCA, foi contratada operação de derivativo (swap) com troca de indexação para CDI, pelo mesmo período da série emitida.

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.

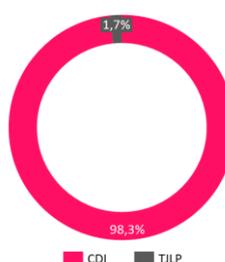
Considerando o EBITDA Ajustado previsto, o indicador de alavancagem findo em 31 de dezembro de 2019, foi de 1,44x. Em junho de 2019, a Companhia emitiu a 24ª Debênture, que tal como a 6ª Nota Promissória, não considera as "Perdas na desativação de ativos" para fins de cálculo do EBITDA Ajustado. Para 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)¹¹

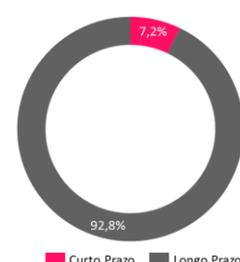


Abertura da Dívida Bruta

Indexadores¹²



Curto/Longo Prazo¹²



Rating da Companhia¹³

Escala	Ratings	Nacional	Internacional	Perspectiva
	Fitch	AAA	BBB- ¹ e BB+ ²	Estável
Moody's	Aaa	Ba1	Estável	

Últimas atualizações: Fitch - Set 19; Moodys - Ago 19; 1- Moeda Local; 2- Moeda Estrangeira

¹¹ 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).

¹² Não considera previdência.

¹³ Quadro considera ratings válidos em 31 de dezembro de 2019.

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%
Financiado pela Companhia	807.278	1.253.611	-35,6%
Financiado pelo Cliente	71.047	100.324	-29,2%
Total	878.325	1.353.935	-35,1%

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.

RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

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 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.

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 2º 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 Carvalho 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

Contador Responsável

- Renato Resende Paes - CRC - SP308201