

Divulgação de Resultados Earnings Release 1T19

Enel Distribuição São Paulo
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
24 de abril de 2019

Relações com Investidores

Monica Hodor
Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Isabela Klemes Taveira
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

São Paulo, 24 de abril de 2019 – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (“ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO”) [BOV: ELPL3], distribuidora de energia elétrica que atende 24 municípios paulistas (18 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2019 (“1T19”). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

1

DESTAQUES

DESTAQUES NO PERÍODO

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	11.172.771	10.699.446	4,4%	10.628.011	5,1%
Receita Bruta (R\$ mil)	5.822.036	5.204.818	11,9%	6.034.911	-3,5%
Receita Líquida (R\$ mil)	3.467.915	3.201.892	8,3%	3.448.104	0,6%
EBITDA (R\$ mil)	399.014	336.975	18,4%	218.363	82,7%
Margem EBITDA (%)	11,5%	10,5%	9,3%	6,3%	81,7%
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	12,2%	11,5%	6,2%	6,9%	75,7%
EBIT (R\$ mil)	238.854	199.506	19,7%	73.572	224,7%
Margem EBIT (%)	6,9%	6,2%	10,5%	2,1%	222,8%
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	69.051	(5.437)	n.a	(157.001)	n.a
Margem Líquida (%)	2,0%	-0,2%	n.a	-4,6%	n.a
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	2,1%	-0,2%	n.a	-5,0%	n.a
CAPEX (R\$ mil)	220.336	266.310	-17,3%	397.190	-44,5%
DEC - horas (12 meses) (2)	7,94	9,70	-18,2%	7,18	10,6%
FEC - vezes (12 meses) (2)	4,55	5,50	-17,3%	4,39	3,6%
Índice de Arrecadação (12 meses)	100,3%	99,4%	0,9%	100,3%	0,0%
Perdas de Energia (12 meses)	9,5%	9,6%	-1,0%	9,5%	0,0%
Nº de Consumidores (3)	7.245.012	7.207.935	0,5%	7.230.744	0,2%
Nº de Colaboradores Próprios (4)	6.827	7.437	-8,2%	7.277	-6,2%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	499	475	5,1%	469	6,4%
PMSO (5) /Consumidor	50,1	57,9	-13,5%	82,3	-39,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	324	320	1,1%	319	1,5%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	22.395	22.534	-0,6%	22.677	-1,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 (2) Dados Preliminares (3) Unidades Faturadas (4) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Operacional

- Redução de 18,2% do DEC¹ no 1T19 para 7,94 horas em comparação ao registrado no 1T18 (9,70 horas);
- Redução no FEC¹ de 17,3% no 1T19, totalizando 4,55 vezes, em comparação a 5,50 vezes registrado no 1T18, dentro do limite regulatório global de 5,14 vezes.
- Diminuição do patamar de perdas totais no comparativo entre períodos (9,5% no 1T19; 9,6^{2o} no 1T18).

Mercado e Comercial

- Aumento do mercado total em 4,4% no 1T19 em comparação ao 1T18, com destaque para a expansão de 5,3% do mercado cativo, justificado principalmente pelas maiores temperaturas no período faturado e aumento do consumo médio;
- Aumento de despesas com PECLD em R\$ 15,8 milhões, totalizando R\$ 67,1 milhões no 1T19, mitigado pelos esforços da Companhia aplicados no combate a inadimplência;

Regulatório

- Em julho de 2019 a Companhia passará pelo 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, período em que ocorrerá a redefinição das tarifas de energia elétrica em níveis compatíveis com o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia;
- No período de 4 de abril de 2019 a 17 de maio de 2019 ocorrerá Audiência Pública com o objetivo de apreciar e discutir, junto a sociedade e stakeholders, o 5º Ciclo de Revisão Tarifária da Companhia.

¹ Dados preliminares para o 1T19

² 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.

Financeiro

- EBITDA reportado de R\$ 399,0 milhões no 1T19, aumento de 18,4% em relação aos R\$ 337,0 milhões registrados no 1T18;
- Lucro líquido reportado de R\$ 69,1 milhões no período, ante um prejuízo líquido reportado de R\$ 5,4 milhões no 1T18;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado³ de 2,73x para a 14ª e 23ª emissão de debêntures e 2,65x para a 5ª emissão de Notas Promissórias ("NP") no 1T19, inferior ao limite de 3,5x, com prazo médio⁴ de 3,4 anos no 1T19.

2

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

DADOS GERAIS

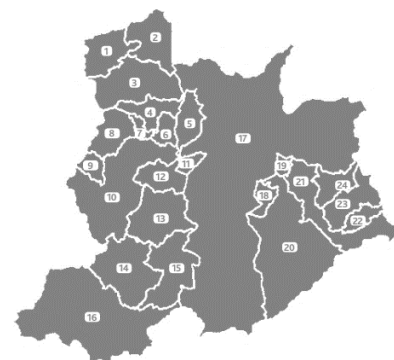
	1T19	1T18	Var. %
Área de Concessão (Km ²)	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.046.018	17.891.734	0,9%
Consumidores (Unid.)	7.245.012	7.207.935	0,5%
Linhas de Distribuição (Km)	41.854	41.583	0,7%
Linhas de Transmissão (Kmc)	1.825	1.876	-2,7%
Subestações (Unid.)	162	156	3,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	-	-	n.a
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,79%	8,74%	0,5%
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	0,00%	0,00%	n.a

(1) Para ambos os trimestres foi utilizado o censo IBGE 2010 com projeção de população oficial

(2) Estimativa do número de Consumidores Brasil de acordo com ABRADEE

(3) Volume de Energia do Brasil de acordo com Empresa de Pesquisa Econômica - EPE

1 Pirapora do Bom Jesus
2 Cajamar
3 Santana de Parnaíba
4 Barueri
5 Osasco
6 Carapicuíba
7 Jandira
8 Itapevi
9 Vargem Grande Paulista
10 Cotia
11 Taboão da Serra
12 Embu das Artes
13 Itapeverica da Serra
14 São Lourenço da Serra
15 Embu-Guaçu
16 Jiquituba
17 São Paulo
18 Diadema
19 São Caetano do Sul
20 São Bernardo do Campo
21 Santo André
22 Rio Grande da Serra
23 Ribeirão Pires
24 Mauá



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, 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 1.601 unidades consumidoras faturadas por km².

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

ESTRUTURA DE CONTROLE

	ON	%	TOTAL	%
Controladores	189.323.545	94,42%	189.323.545	94,42%
Enel Investimentos Sudeste S.A.	189.323.545	94,42%	189.323.545	94,42%
Não Controladores	8.133.352	4,06%	8.133.352	4,06%
Outros	8.133.352	4,06%	8.133.352	4,06%
Ações em Tesouraria	3.058.154	1,52%	3.058.154	1,52%
Total	200.515.051	100,00%	200.515.051	100,00%

³ EBITDA Ajustado para fins de *covenants* da 14ª e 23ª Debêntures exclui despesas com PECLD, Contingências e Fundo de Pensão. Adicionalmente, para a 5ª NP, o cálculo do EBITDA Ajustado exclui perdas na desativação de bens e direitos.

⁴ Prazo médio considera o principal e Fundação CESP (não considera efeito líquido de ganhos/perdas atuariais).



Mercado Bursátil

As ações da Companhia integram o Novo Mercado da B3 – Brasil, Bolsa e Balcão. As cotações de fechamento do período são apresentadas a seguir.

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Ordinárias - ON (ELPL3)	34,50	17,86	93,2%	31,30	10,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

3

DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Mercado de Energia

Crescimento do Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	7.243.660	7.206.703	0,5%	7.229.420	0,2%
Residencial	6.795.158	6.756.603	0,6%	6.781.509	0,2%
Industrial	25.964	26.994	-3,8%	26.073	-0,4%
Comercial	403.599	403.018	0,1%	402.502	0,3%
Rural	564	498	13,3%	562	0,4%
Setor Público	18.375	19.590	-6,2%	18.774	-2,1%
Cientes Livres	1.352	1.232	9,7%	1.324	2,1%
Industrial	415	381	8,9%	409	1,5%
Comercial	890	812	9,6%	869	2,4%
Setor Público	40	39	2,6%	39	2,6%
Cias Energéticas (2)	7	-	n.a	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.245.012	7.207.935	0,5%	7.230.744	0,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Número de consumidores considera Cias Energéticas a partir do 4T18

A Companhia encerrou o 1T19 com um incremento de 0,5% no número de unidades consumidoras faturadas em relação ao registrado no 1T18. Destaca-se o acréscimo na classe residencial convencional, com mais 38.555 novas unidades consumidoras faturadas.

Venda de Energia na Área de Concessão⁵

A venda de energia na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 1T19 em 11.172,8 GWh, aumento de 4,4% em relação ao 1T18. Quando ajustado pelos dias de faturamento (-1,5 dia, o equivalente a +194,9GWh), o mercado total apresentaria um crescimento de 2,5% no período.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	8.470	8.044	5,3%	7.982	6,1%
Clientes Livres (2)	2.703	2.656	1,8%	2.646	2,2%
Total - Venda e Transporte de Energia	11.173	10.699	4,4%	10.628	5,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Considera suprimento para Cias Energéticas a partir do 4T18

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 8.469,7 GWh no 1T19, o que correspondeu a um aumento de 5,3% comparado ao 1T18, em função principalmente das maiores temperaturas registradas no período de faturamento e aumento do consumo médio, com exceção da classe industrial. Ajustando-se o mercado no 1T18 pelos fatores: (i) migração do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), com impacto desfavorável de 69,3 GWh; (ii) dias de faturamento a mais do 1T18 (2,2 dias, equivalentes a 199,4 GWh) e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto favorável de 6,1 GWh, o mercado cativo no 1T19 teria um aumento de 3,5%.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial	4.220	3.997	5,6%	3.993	5,7%
Industrial	733	750	-2,3%	777	-5,6%
Comercial	2.881	2.681	7,5%	2.587	11,3%
Rural	8	8	8,8%	8	6,8%
Setor Público	627	608	3,1%	617	1,6%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	8.470	8.044	5,3%	7.982	6,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWh/CONSUMIDOR)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial	621	592	5,0%	589	5,5%
Industrial	28.245	27.794	1,6%	29.791	-5,2%
Comercial	7.138	6.652	7,3%	6.428	11,0%
Rural	14.794	15.396	-3,9%	13.895	6,5%
Setor Público	34.124	31.039	9,9%	32.874	3,8%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	1.169	1.116	4,8%	1.104	5,9%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.703,0 GWh no 1T19, um aumento de 1,8% quando comparado ao 1T18, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre. Desde o 1T18, entre migrações ao ACL e retornos ao ACR, foram adicionadas 123 unidades ao faturamento do ACL, totalizando 1.352 unidades no 1T19. Isso resultou em um acréscimo de 63,2 GWh nesse mercado que, descontado do mercado livre faturado no período, reflete uma queda de 0,6% no trimestre.

⁵ Não Inclui Consumo Próprio

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	1.226	1.287	-4,7%	1.323	-7,3%
Comercial	1.052	991	6,2%	929	13,2%
Setor Público (2)	425	378	12,3%	394	8,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	2.703	2.656	1,8%	2.646	2,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Considera suprimentos para Cias Energéticas a partir do 4T18

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPTA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh/CONSUMIDOR)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	2.955	3.378	-12,5%	3.235	-8,7%
Comercial	1.182	1.220	-3,1%	1.069	10,6%
Setor Público (2)	9.044	9.703	-6,8%	8.560	5,7%
Média - Transporte per Capta para Clientes Livres	1.999	2.156	-7,3%	1.998	0,0%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Considera suprimentos para Cias Energéticas a partir do 4T18

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Itaipu	2.107	2.154	-2,2%	2.208	-4,6%
Leilão (2)	7.278	7.126	2,1%	7.004	3,9%
Angra 1 e 2	397	402	-1,3%	411	-3,4%
Proinfa	185	190	-2,5%	220	-16,1%
Total - Compra de Energia	9.967	9.872	1,0%	9.844	1,3%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Energia Consumida (GWh)	11.173	10.699	4,4%	10.628	5,1%
Residencial	4.220	3.997	5,6%	3.993	5,7%
Industrial	733	750	-2,3%	777	-5,6%
Comercial	2.881	2.681	7,5%	2.587	11,3%
Rural	8	8	8,8%	8	6,8%
Setor público	627	608	3,1%	617	1,6%
Clientes Livres	2.703	2.656	1,8%	2.646	2,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Eletropaulo (GWh) (2)	1.127	1.143	-1,3%	1.127	0,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Eletropaulo (%) (2)	9,2%	9,4%	-2,5%	9,5%	-2,9%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) A partir de 4T18, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões do Grupo Enel, retroagindo seus efeitos a partir de janeiro de 2018

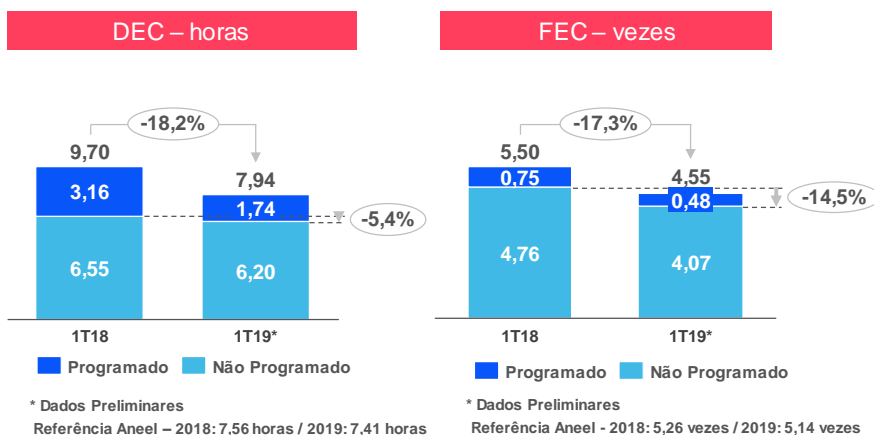
Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
DEC - horas (12 meses) (2)	7,94	9,70	-18,2%	7,18	10,6%
FEC - vezes (12 meses) (2)	4,55	5,50	-17,3%	4,39	3,6%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	9,5%	9,6%	-2,5%	9,5%	-2,9%
Índice de Arrecadação (12 meses) (%)	100,3%	99,4%	0,9%	100,3%	0,0%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	499	475	5,1%	469	6,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	324	320	1,1%	319	1,5%
PMSO (3) / Consumidor	50,1	57,9	-13,5%	82,3	-39,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	22.395	22.534	-0,6%	22.677	-1,2%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Dados Preliminares para o 1T19 | (3) 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.

No 1T19, os indicadores DEC e FEC registraram expressiva melhora comparado ao mesmo período do ano anterior. Esta

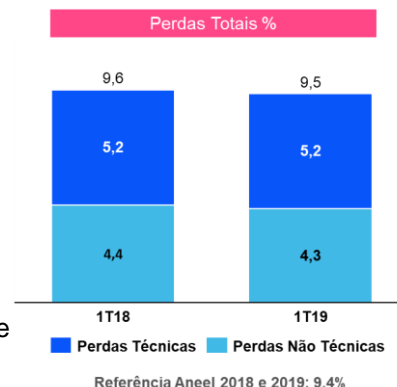
variação é explicada, principalmente, pelo investimento em tecnologia de rede e atuação de equipamentos de auto recomposição. O FEC permanece dentro do limite regulatório global para o ano de 2019, como reflexo destes fatores. O indicador DEC, por sua vez, foi impactado pelo grande volume de chuvas no verão de 2018/2019, considerado o mais chuvoso desde 1994/1995⁶.

Disciplina de Mercado (Perdas)⁷

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,47%⁸, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,26%). Em comparação ao 1T18, as perdas totais apresentaram redução de 0,17 p.p., decorrente do incremento dos cortes a partir de janeiro de 2018.

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 1T19, aproximadamente 491,8 mil clientes foram beneficiados com este programa, contra 448 mil no 1T18.

No 1T19, as iniciativas de combate as perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 76,4 milhões no resultado da Companhia, com destaque para os seguintes programas: (i) Inspeções de Fraude; (ii) Programa de Recuperação de Instalações Cortadas; e (iii) Regularização de Ligações Informais.



Arrecadação

No 1T19 o índice de arrecadação da Companhia, acumulado 12 meses, alcançou 100,3% em comparação a 99,4% registrado nos 12 meses anteriores ao 1T18. O resultado do 1T19 é reflexo das ações tomadas pela Companhia para reduzir os níveis de inadimplência como o envio de SMS e e-mails com o código de barras para pagamento das faturas em atraso, suspensão do fornecimento, negativações, protestos e ações de cobrança por telemarketing. Podemos ainda destacar as seguintes medidas utilizadas pela Companhia para reforçar a estratégia e melhorar a performance da arrecadação:

- **Ações de Negociação:** no 1T17 foi implementado o portal de negociação⁹ para auxiliar no processo de negociação de dívidas dos clientes. No 1T19, foram realizadas 133,9 mil negociações somente pelo portal, totalizando um montante de R\$ 78,6 milhões negociados. Neste período, a Companhia

⁶ Dados do Centro de Gerenciamento de Emergências - CGE

⁷ 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.

⁸ 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.

⁹ <https://portalhome.eneldistribuicao.com.br/#!/landing-page>.

promoveu campanhas de negociação com o objetivo de atrair clientes com dívidas antigas acumuladas. Essa iniciativa gerou no 1T19 16.394 acordos, que totalizaram R\$ 19,1 milhões.

- **Recicle Mais, Pague Menos:** por meio deste programa são realizadas parcerias com recicladoras para que os clientes da Companhia possam trocar materiais recicláveis por bônus na conta de luz. No 1T19, 515 novos clientes se cadastraram no projeto, conta 855 no 1T18. Os bônus concedidos chegaram a R\$ 41 mil no 1T19 (com 203,3 toneladas coletadas) versus R\$ 73,3 mil (com 340,1 toneladas coletadas) no mesmo período do ano anterior. Essa redução, deve-se principalmente à não renovação de alguns parceiros do projeto e ao baixo retorno de alguns pontos de coleta.

4

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	5.822.036	5.204.818	11,9%	6.034.911	-3,5%
Deduções à Receita Operacional	(2.354.121)	(2.002.926)	17,5%	(2.586.807)	-9,0%
Receita Operacional Líquida	3.467.915	3.201.892	8,3%	3.448.104	0,6%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (2)	(2.870.296)	(2.596.363)	10,6%	(2.926.040)	-1,9%
EBITDA	399.014	336.975	18,4%	218.363	82,7%
Margem EBITDA	11,5%	10,5%		6,3%	81,7%
EBIT	238.854	199.506	19,7%	73.572	224,7%
Margem EBIT	6,9%	6,2%	10,5%	2,1%	222,8%
Resultado Financeiro	(163.731)	(203.178)	-19,4%	(300.416)	-45,5%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(6.072)	(1.765)	244,0%	69.845	n.a
Lucro (Prejuízo) Líquido	69.051	(5.437)	n.a	(157.001)	n.a
Margem Líquida	2,0%	-0,2%	n.a	-4,6%	n.a
Margem Líquida ex-Receita de Construção	2,1%	-0,2%	n.a	-5,0%	n.a
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,35	-0,03	n.a	0,00	n.a

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Não considera depreciação e amortização e custo de construção

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	3.045.326	2.594.214	17,4%	3.132.129	-2,8%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	329.701	236.566	39,4%	316.059	4,3%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.123.296	1.729.088	22,8%	2.000.916	6,1%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(17.683)	(15.473)	14,3%	(7.052)	150,8%
Receita de Construção	198.605	268.554	-26,0%	303.701	-34,6%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	(88.940)	75.725	-217,5%	97.719	-191,0%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	2.544.979	2.294.460	10,9%	2.711.343	-6,1%
Subvenção de Recursos da CDE	89.381	88.937	0,5%	93.979	-4,9%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	92.184	195.409	-52,8%	82.325	12,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	50.166	31.798	57,8%	15.135	231,5%
Total - Outras Receitas	231.731	316.144	-26,7%	191.439	21,0%
Total - Receita Operacional Bruta	5.822.036	5.204.818	11,9%	6.034.911	-3,5%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 5.822,0 milhões no 1T19, apresentando um crescimento de 11,9% ou R\$ 617,2 milhões quando comparada ao 1T18, explicada principalmente por:

- aumento de R\$ 726,9 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;
- aumento de R\$ 93,1 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres, em função da migração de clientes;

- III. redução da receita de venda de energia no curto prazo no montante de R\$ 63,8 milhões;
- IV. redução de R\$ 69,9 milhões com receita de construção devido aos menores investimentos realizados no período
- V. redução de R\$ 84,4 milhões em outras receitas, afetada principalmente pelo menor ativo e passivo financeiro setorial no período;

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. %(1)
ICMS	(1.039.205)	(864.732)	20,2%	(1.022.826)	1,6%
PIS	(93.330)	(80.209)	16,4%	(90.061)	3,6%
COFINS	(430.270)	(370.140)	16,2%	(415.282)	3,6%
ISS	(47)	(49)	-4,1%	(48)	-2,1%
Total - Tributos	(1.562.852)	(1.315.130)	18,8%	(1.528.217)	2,3%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(32.052)	(28.930)	10,8%	(30.996)	3,4%
Encargo Setorial CDE (2)	(733.719)	(634.641)	15,6%	(838.987)	-12,5%
TFSEE (3)	(3.433)	(3.150)	9,0%	(3.433)	0,0%
Encargos do consumidor - PROINFA	(21.924)	(20.494)	7,0%	(21.614)	1,4%
Encargos do consumidor - CCRBT (4)	(141)	(581)	-75,7%	(163.560)	-99,9%
Total - Encargos Setoriais	(791.269)	(687.796)	15,0%	(1.058.590)	-25,3%
Total - Deduções da Receita	(2.354.121)	(2.002.926)	17,5%	(2.586.807)	-9,0%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Conta de Desenvolvimento Energético | (3) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica | (4) Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

As deduções totalizaram R\$ 2.354,1 milhões no 1T19, o que representa um aumento de 17,5% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- I. maior recolhimento de ICMS no montante de R\$ 174,5 milhões;
- II. aumento de R\$ 99,1 milhões de encargos da conta da CDE;
- III. aumento de R\$ 73,3 milhões da conta de PIS/COFINS

Custos e Despesas operacionais

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. %(1)
Parcela A					
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(2.057.581)	(1.644.197)	25,1%	(1.784.564)	15,3%
Encargos dos Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(364.279)	(471.634)	-22,8%	(423.862)	-14,1%
Total - Não Gerenciáveis	(2.421.860)	(2.115.831)	14,5%	(2.208.426)	9,7%
Despesas Operacionais					
Pessoal	(195.483)	(219.882)	-11,1%	(378.960)	-48,4%
Previdência Privada	(5.655)	(5.122)	10,4%	(5.271)	7,3%
Serviços de Terceiros	(125.715)	(135.667)	-7,3%	(139.097)	-9,6%
Material	(13.734)	(17.715)	-22,5%	(17.567)	-21,8%
PECLD (2)	(67.135)	(51.354)	30,7%	84.729	-179,2%
Provisão para processos judiciais e outros	(18.351)	(11.770)	55,9%	(207.574)	-91,2%
Outras Despesas Operacionais	(22.363)	(39.022)	-42,7%	(53.874)	-58,5%
Total - Despesas Operacionais (3)	(448.436)	(480.532)	-6,7%	(717.614)	-37,5%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(2.870.296)	(2.596.363)	10,6%	(2.926.040)	-1,9%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18 | (2) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (3) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Os custos e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.870,3 milhões no 1T19, um acréscimo de 10,6% em relação ao 1T18. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Custos Não Gerenciáveis – Parcela A

Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 2.421,9 milhões no 1T19, um aumento de 14,5% em comparação ao 1T18 (R\$ 2.115,8 milhões). Este incremento deve-se, principalmente a:

- I. custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: aumento de 25,1% ou R\$ 413,4 milhões no 1T19, em comparação ao 1T18, decorrente, principalmente, (i) dos maiores custos, em R\$ 311,2 milhões, com compra de energia (CCEE, CCEAR), devido ao maior volume comprado de CCEE e ao aumento do custo de CCEAR associado ao impacto do custo das térmicas; (ii) aumento de R\$ 68,1 milhões no custo com compra de Itaipu em função, principalmente, da desvalorização cambial no período; e (iii) maiores custos, em R\$ 47,2 milhões, referentes a quotas de garantia física, decorrentes do reajuste do preço das quotas em julho de 2018;
- II. custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão: redução de 22,8% ou R\$ 107,4 milhões no 1T19, comparado ao 1T18, resultado do (i) impacto positivo decorrente do aumento de R\$ 61,7 milhões referente ao alívio financeiro retroativo; (ii) redução dos custos com Encargos do Serviço do Sistema (ESS/EER), em R\$ 36,2 milhões; e (iii) redução do custo com uso da rede básica, incluindo conexão da rede básica com a CTEEP, em R\$ 21,3 milhões, devido a redução das tarifas pagas junto as transmissoras em decorrência da normalização dos valores pagos a partir de julho de 2018.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais, excluindo custo de construção e depreciação e amortização, totalizaram R\$ 448,4 milhões no 1T19, uma redução de 6,7% em comparação ao 1T18 (R\$ 480,5 milhões). Essa redução deve-se, principalmente a:

- I. menor custo com pessoal e encargos no montante de R\$ 23,5 milhões em função principalmente da economia de custos com salários, benefícios e encargos em decorrência do programa de saída voluntária ("PSV");
- II. redução de 13,9 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. aumento de despesas com PECLD em R\$ 15,8 milhões, mitigado pelos esforços da Companhia aplicados no combate a inadimplência;
- IV. aumento no reconhecimento de litígios e contingências, em R\$ 6,6 milhões, decorrente, principalmente, da inclusão de processos trabalhistas;
- V. menor custo com outras despesas operacionais em R\$ 16,7 milhões, devido principalmente a redução nas perdas por desativação de bens e direitos, no montante de R\$ 11,8 milhões, decorrente do menor volume investimento no comparativo entre trimestres, e redução nas despesas com arrendamentos e aluguéis em R\$ 3,8 milhões, impactado pela adoção do CPC06/IFRS 16.

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)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	69.051	(5.437)	n.a	(157.001)	n.a
(+) Tributos sobre o Lucro	6.072	1.765	244,0%	(69.845)	n.a
(+) Resultado Financeiro	163.731	203.178	-19,4%	300.417	-45,5%
(=) EBIT	238.854	199.506	19,7%	73.571	224,7%
(+) Depreciações e Amortizações	160.160	137.469	16,5%	144.791	10,6%
(=) EBITDA	399.014	336.975	18,4%	218.362	82,7%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

O EBITDA reportado pela Companhia registrou R\$ 399,0 milhões no 1T19, um aumento de 18,4% em comparação ao apresentado no 1T18, reflexo dos efeitos apresentados anteriormente, com destaque para os

- I. ganhos de margem (R\$ 29,9 milhões) decorrentes do mix de tarifa/volume, em função do maior volume de energia consumida no período e reajuste tarifário ocorrido, em julho de 2018, com efeito médio percebido pelo consumidor de 15,84%;
- II. impacto positivo devido à redução no grupo de despesas operacionais (R\$ 32,1 milhões), decorrente principalmente do processo de otimização iniciado em julho de 2018.

Importante destacar que o desempenho do 1T19 foi impactado positivamente pela adequação ao IFRS 16 (R\$ 9,9 milhões) na rubrica de outras despesas operacionais, e pela adequação ao IFRS 9 (R\$ 9,4 milhões), com reflexo na PECLD, efeitos parcialmente compensados pelo impacto negativo de eventos climáticos extremos registrados na área de concessão (R\$ 5,0 milhões). Já no 1T18, destaca-se o impacto de despesas relacionadas a assessoria jurídica e financeira relacionadas a OPA/Follow-on (R\$ 1,6 milhão).

Desconsiderados estes efeitos, o EBITDA Ajustado teria encerrado o 1T19 em R\$ 384,7 milhões, montante 13,6% superior ao EBITDA Ajustado do 1T18, de R\$ 338,6 milhões.

Resultado Financeiro

A Companhia registrou no 1T19 um resultado financeiro negativo de R\$ 163,7 milhões, uma redução de R\$ 39,4 milhões em comparação ao resultado financeiro negativo de R\$ 203,2 milhões reconhecido no 1T18.

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	10.862	6.259	73,5%	9.758	11,3%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	16.244	21.827	-25,6%	25.673	-36,7%
Subvenções Governamentais	1.087	1.285	-15,4%	1.151	-5,6%
Atualização de Créditos Tributários	21.082	104	n.a	32	n.a
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	6.600	3.631	81,8%	6.460	2,2%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	13.828	-	n.a	21.089	-34,4%
Outras Receitas Financeiras	5.303	8.053	-34,1%	6.769	-21,7%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.845)	-	n.a	(2.318)	22,7%
Total - Receitas Financeiras	72.161	41.159	75,3%	68.614	5,2%
Despesas Financeiras					
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(75.512)	(89.451)	-15,6%	(93.417)	-19,2%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(6.732)	(3.777)	78,2%	-	n.a
Subvenções Governamentais	(1.087)	(1.285)	-15,4%	(1.164)	-6,6%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(5.133)	(3.587)	43,1%	(3.752)	36,8%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	1.933	2.031	-4,8%	3.214	-39,9%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(12.149)	(12.908)	-5,9%	(12.661)	-4,0%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(50.879)	(35.925)	41,6%	(169.898)	-70,1%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial Líquido	-	(5.070)	-100,0%	-	n.a
Custo dos Juros (Líquidos) do Plano de Pensão	(81.037)	(87.486)	-7,4%	(87.481)	-7,4%
Outras Despesas Financeiras	(5.334)	(6.931)	-23,0%	(3.656)	45,9%
Total - Despesas Financeiras	(235.930)	(244.389)	-3,5%	(368.815)	-36,0%
Variações Cambiais	38	52	-26,9%	(216)	-117,6%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(163.731)	(203.178)	-19,4%	(300.417)	-45,5%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18

As principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras estão detalhadas a seguir:

- I. Maior receita com atualização de créditos tributários, com efeito positivo de R\$ 21,1 milhões, principalmente, devido a reconhecimento de créditos tributários decorrentes da dedução, em dobro, das despesas incorridas com o PAT¹⁰ desde 2006;
- II. Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, com efeito positivo de R\$ 18,9 milhões;
- III. Redução nas despesas com encargos da dívida em R\$ 13,9 milhões, reflexo da estratégia financeira executada pela Companhia em 2018; estes efeitos foram parcialmente compensados por:

¹⁰ Programa de Alimentação do Trabalhador

- IV. Maiores despesas referentes a atualização financeira do acordo com Eletrobras, com impacto negativo de R\$ 10,9 milhões comparado ao mesmo período de 2018.

Tributos (IR/CSLL)

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Imposto de Renda	22.287	-	n.a	-	n.a
Contribuição Social Diferida	(7.507)	(467)	1507,5%	18.488	-140,6%
Imposto de Renda Diferido	(20.852)	(1.298)	1506,5%	51.357	-140,6%
Total	(6.072)	(1.765)	244,0%	69.845	-108,7%

(1) Variação entre 1T18 e 4T18

No 1T19, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 6,1 milhões, um aumento de R\$ 4,3 milhões em comparação ao mesmo período do ano passado, reflexo, principalmente, da maior base tributável registrada no período, compensado por crédito de IR a recuperar, no valor de R\$ 22,3 milhões, decorrente da dedução em dobro das despesas incorridas com o PAT¹⁰ desde 2006, bem como a compensação do IRPJ neste período.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	1T19	1T18 (1)	Var. %	4T18	Var. % (2)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (3)	4.531.357	4.047.464	12,0%	4.066.332	11,4%
Fundo de Pensão	1.232.490	1.233.157	-0,1%	1.262.800	-2,4%
(-) Disponibilidades (4)	1.558.358	776.679	100,6%	941.434	65,5%
Dívida Líquida	4.205.489	4.503.942	-6,6%	4.387.698	-4,2%
EBITDA (12 meses)	1.249.140	1.077.129	16,0%	1.101.183	13,4%
(+) PECLD e Contingências (12 meses)	357.192	252.384	41,5%	334.829	6,7%
(+) Despesa com Fundo de Pensão (12 meses)	-66.274	387.310	-117,1%	20.680	-420,5%
EBITDA Ajustado (12 meses) - 14a e 23a Debêntures	1.540.059	1.716.823	-10,3%	1.456.692	5,7%
(+) Perda desativação de bens e direitos (12 meses)	44.043	29.713	48,2%	55.781	-21,0%
EBITDA Ajustado (12 meses) - 5a Nota Promissória	1.584.102	1.746.536	-9,3%	1.512.473	4,7%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 14a e 23 Debêntures	2,73	n.a.	n.a.	3,01	-0,28 p.p.
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 5a Nota Promissória	2,65	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Valores reportados no 1T18, exceto quando indicado de outra forma (2) Variação entre 1T18 e 4T18 (3) Não considera obrigações por arrendamento (R\$ 204,5 milhões em 31/03/2018, R\$ 78,9 milhões em 31/12/2018 e R\$ 79,8 milhões apresentado em 31/03/2019) (4) Caixa, equivalentes de caixa e investim. de curto prazo

A Dívida Bruta¹¹ da Companhia encerrou o 1T19 em R\$ 5.763,8 milhões, um incremento de R\$ 483 milhões em relação ao 1T18. Essa variação deve-se principalmente a: emissões no valor total de R\$ 3.920, milhões no período, com destaque para a 23ª Debênture no valor de R\$ 3.000,0 milhões, compensadas parcialmente pelas amortizações, pagamento de juros e liquidação antecipada (principalmente Debêntures, CCB, FINEM), no total de R\$ 3.434,3 milhões no período.

As disponibilidades somaram R\$ 1.558,4 milhões no 1T19, ante R\$ 776,7 milhões no período anterior, um aumento de R\$ 781,7 milhões. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.205,5 milhões em 31 de março de 2019, uma redução de R\$ 298 milhões em relação ao saldo de R\$ 4.504,2 milhões do ano anterior.

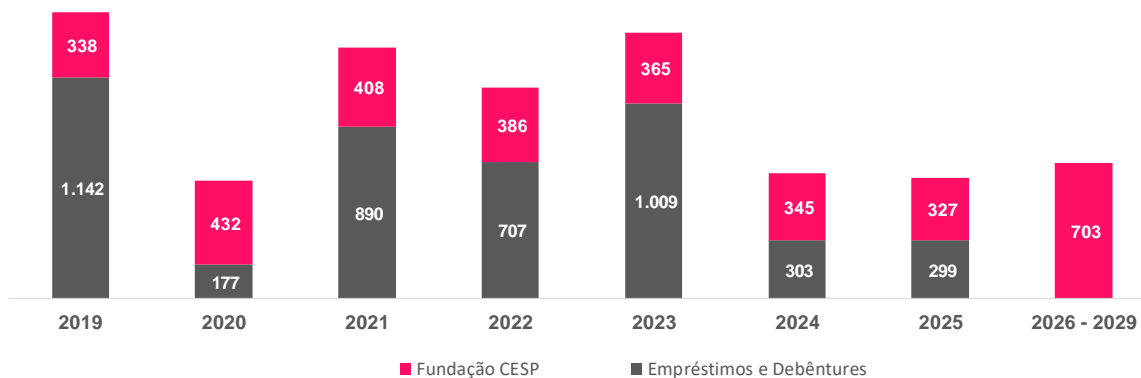
A Companhia encerrou o 1T19 com o custo médio da dívida de 8,36% a.a., ou CDI + 1,06% a.a e prazo médio de 3,42 anos.

Considerando o EBITDA Ajustado previsto nas dívidas da 14ª e 23ª Debentures, o *covenant* findo em 31 de março de 2019, apresentou indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,73x. Em março de 2019, emitimos

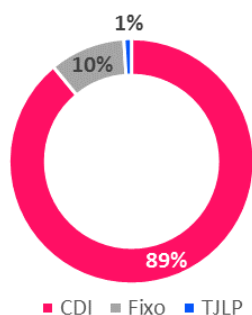
¹¹ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão. O saldo com fundo de pensão não considera o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.537,0 milhões em 31 de março de 2019, de R\$ 2.537,0 milhões em 31 de dezembro de 2018, e de R\$ 2.458,9 milhões em 31 de março de 2018.

a 5ª Nota Promissória que não considera, para fins de cálculo do EBITDA Ajustado, a “Perda na desativação de ativos”, dessa forma o *covenant* para a 5ª Nota Promissória registrou 2,65x. O limite dos *covenants* válido para todas as dívidas da Companhia é: Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não pode ser superior a 3,5x. Desta forma no 1T19, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

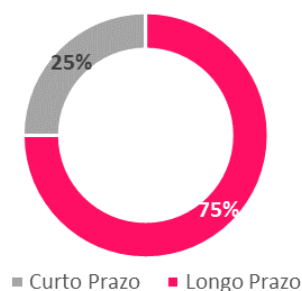
Cronograma de Amortização (R\$ milhões)¹²



Abertura da Dívida Bruta – Indexadores¹³



Abertura da Dívida Bruta – Curto/Longo Prazo¹³



Rating da Companhia¹⁴

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

Últimas atualizações: Fitch - Jul'18; 1- Moeda Local; 2- Moeda Estrangeira
Moody's - Set'18

Em 20 de fevereiro de 2019, a S&P retirou seus ratings de crédito atribuídos a Companhia.

¹² Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro.

¹³ Não considera previdência.

¹⁴ Quadro considera ratings válidos em 31 de março de 2019.

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Manutenção	102.201	93.616	9,2%	206.526	-50,5%
Crescimento	67.377	101.794	-33,8%	138.142	-51,2%
Novas Conexões	20.283	39.507	-48,7%	30.435	-33,4%
Financiado pela Companhia	189.862	234.917	-19,2%	375.103	-49,4%
Financiado pelo Cliente	30.474	31.393	-2,9%	22.087	38,0%
Total	220.336	266.310	-17,3%	397.190	-44,5%

(1) Variação entre 1T18 e 4T18

No 1T19, a Companhia investiu R\$ 220,3 milhões. Do volume investido no 1T19, este foi alocado, principalmente, em atividades de manutenção e crescimento, incluindo implantação/manutenção de ETDs e LDSs, e modernização do sistema subterrâneo.

5 OUTROS TEMAS

Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria realizada em 03 de julho de 2018, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2018, com aplicação a partir de 04 de julho de 2018. O índice de reajuste tarifário aprovado à Companhia foi de 16,40% composto por reajuste econômico de +10,47% e componente financeiro de +5,93%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, no valor de 0,56%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +15,84%, conforme detalhado na tabela ao lado.

A Parcela A foi reajustada em 10,98%, representando 8,63% no reajuste econômico, afetado principalmente:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	2,58%
	Energia Comprada	6,63%
	Encargos de Transmissão	-0,58%
	Parcela A	8,63%
Parcela B		1,84%
Reajuste Econômico		10,47%
CVA Total		8,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		-2,54%
Reajuste Financeiro		5,93%
Reajuste Total		16,40%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-0,56%
Efeito para o Consumidor		15,84%

- I. **Encargos Setoriais** – R\$ 3.292 milhões. Um aumento de 12,20%, representando 2,58% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento de 24,89% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- II. **Energia Comprada (Inclui PROINFA)** – R\$ 7.257 milhões. O aumento de 14,52%, decorre principalmente do aumento do custo das Cotas (Lei nº 12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo de compra de energia representa 6,63% no reajuste econômico; e
- III. **Encargos de Transmissão** – R\$ 1.564 milhões. A redução de 4,87% decorre principalmente da redução da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando -0,58% no reajuste econômico.

Caso não houvesse a aplicação de Bandeiras Tarifárias, conforme detalhado na próxima seção, o índice de reajuste tarifário seria 7,12% maior, aproximando-se de 23%.

A Parcela B foi reajustada em +8,62%, representando uma participação de +1,84% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de 6,92% no período de 12 meses findos em junho de 2018 acrescido pelo Fator X de -1,70%, que é composto pelos ganhos de produtividade (“Fator Xp”) de 1,13% e do componente de trajetória de custos operacionais (“Fator Xt”) de -2,37%, previamente definidos na Quarta Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”), além do componente de qualidade de serviço (“Fator Xq”) de -0,46%.

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	17,67%
Baixa Tensão	15,14%
Efeito Médio	15,84%

O reajuste tarifário médio de +15,84% (efeito médio a ser percebido pelos consumidores) apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado.

5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Em julho de 2019 a Companhia passará pelo processo de Revisão Tarifária Periódica, período em que ocorrerá a redefinição das tarifas de energia elétrica em níveis compatíveis com o equilíbrio econômico-financeiro indicado no contrato de concessão.

Em relação à metodologia a ser utilizada para definir os parâmetros que compõem a Receita Requerida (como a Remuneração de Capital, Custos Operacionais e Perdas, por exemplo), esta já se encontra definida nos regulamentos da ANEEL. No caso da Remuneração de Capital, para o cálculo do WACC Regulatório, a ANEEL optou por manter o WACC de 8,09%, depois de impostos, para as revisões que ocorrerão até dezembro de 2019, o que compreende o período do processo de revisão da Enel Distribuição São Paulo.

Em 2 de abril de 2019, a diretoria da ANEEL decidiu instaurar audiência pública com o objetivo de discutir com a sociedade o 5º Ciclo de Revisão Tarifária da Companhia. O período de contribuição se estende de 4 de abril a 17 de maio, com sessão presencial em São Paulo, ocorrida no dia 17 de abril.










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\$ 10/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 30/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 50/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 abril de 2019, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Amarela	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												
2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde								
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83								
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

Acordo Eletrobras

Em 9 de março de 2018, a Companhia celebrou acordo com a Eletrobras, a fim de encerrar a disputa judicial que envolve a responsabilidade da Companhia pelo pagamento do saldo de encargos financeiros, referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa, que posteriormente foi cindida, dando origem a quatro companhias, entre as quais a Enel Distribuição São Paulo e a CTEEP atuais.

Não foi identificado recurso contra a parte da decisão de 12 de fevereiro de 2019, que homologou o acordo principal com a Eletrobras. A Companhia aguarda respectiva certificação do trânsito em julgado e, com isso restará adimplida a última condição de eficácia do referido acordo.

No âmbito do referido Acordo, a Companhia se comprometeu a desembolsar R\$ 1.500 milhões, com a finalidade de quitar o débito oriundo do Processo Judicial, objeto da ação de cobrança, sendo R\$1.400 milhões em favor da Eletrobras e R\$ 100 milhões em relação à sucumbência aos advogados, valores com data base em 31 de janeiro de 2018.

Para a efetivação do pagamento nos termos do acordo, é necessário, também, o trânsito em julgado da decisão que homologou o acordo com os advogados da Eletrobras. Para tanto, a Companhia aguarda o julgamento do recurso de apelação interposto em 26 de setembro de 2018 por um dos ex-advogados da Eletrobras, o qual está previsto para 30 de abril de 2019, com seu respectivo trânsito em julgado.

Demonstração de Resultados

DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	5.822.036	5.204.818	11,9%	6.034.911	-3,5%
Fornecimento de Energia	3.045.326	2.594.214	17,4%	3.132.129	-2,8%
Disponibilidade do Sistema de Transmissão e Distribuição - TUSD (Livre)	329.701	236.566	39,4%	316.059	4,3%
Disponibilidade do Sistema de Transmissão e Distribuição - TUSD (Cativo)	2.123.296	1.729.088	22,8%	2.000.916	6,1%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Consumidores Cativos e Livres	(17.683)	(15.473)	14,3%	(7.052)	150,8%
Receita de Construção	198.605	268.554	-26,0%	303.701	-34,6%
Subvenção de Recursos da CDE	89.381	88.937	0,5%	93.979	-4,9%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	92.184	195.409	-52,8%	82.325	12,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	50.166	31.798	57,8%	15.135	231,5%
Outras Receitas	(88.940)	75.725	-217,5%	97.719	-191,0%
Deduções da Receita	(2.354.121)	(2.002.926)	17,5%	(2.586.807)	-9,0%
ICMS	(1.039.205)	(864.732)	20,2%	(1.022.826)	1,6%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(21.924)	(20.494)	7,0%	(21.614)	1,4%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(32.052)	(28.930)	10,8%	(30.996)	3,4%
Encargos Setorial CDE	(733.719)	(634.641)	15,6%	(838.987)	-12,5%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(141)	(581)	-75,7%	(163.560)	-99,9%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3.433)	(3.150)	9,0%	(3.433)	0,0%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(523.647)	(450.398)	16,3%	(505.391)	3,6%
Receita Operacional Líquida	3.467.915	3.201.892	8,3%	3.448.104	0,6%
Custo do Serviço/ Despesa Operacional	(3.229.061)	(3.002.386)	7,5%	(3.374.532)	-4,3%
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(2.421.860)	(2.115.831)	14,5%	(2.208.426)	9,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.057.581)	(1.644.197)	25,1%	(1.784.564)	15,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(364.279)	(471.634)	-22,8%	(423.862)	-14,1%
Custos e Despesas gerenciáveis	(807.201)	(886.555)	-9,0%	(1.166.106)	-30,8%
Pessoal	(195.483)	(219.882)	-11,1%	(378.960)	-48,4%
Entidade de Previdência Privada	(5.655)	(5.122)	10,4%	(5.271)	7,3%
Serviços de Terceiros	(125.715)	(135.667)	-7,3%	(139.097)	-9,6%
Materiais	(13.734)	(17.715)	-22,5%	(17.567)	-21,8%
Perda Esperada com Créditos de Liquidação Duvidosa	(67.135)	(51.354)	30,7%	84.729	-179,2%
Provisão para Processos Judiciais e Outros, líquida	(18.351)	(11.770)	55,9%	(207.574)	-91,2%
Outros Custos	(22.363)	(39.022)	-42,7%	(53.874)	-58,5%
Custo de Construção	(198.605)	(268.554)	-26,0%	(303.701)	-34,6%
Depreciação e Amortização	(160.160)	(137.469)	16,5%	(144.791)	10,6%
EBITDA	399.014	336.975	18,4%	218.363	82,7%
Margem EBITDA (%)	11,5%	10,5%	9,3%	6,3%	81,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	238.854	199.506	19,7%	73.572	224,7%
Resultado Financeiro	(163.731)	(203.171)	-19,4%	(300.416)	-45,5%
Receitas Financeiras	72.161	41.159	75,3%	68.614	5,2%
Renda de Aplicações Financeiras	10.862	6.259	73,5%	9.758	11,3%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	16.244	21.827	-25,6%	25.673	-36,7%
Subvenções Governamentais	1.087	1.285	-15,4%	1.151	-5,6%
Atualização de Créditos Tributários	21.082	104	20171,2%	32	530,3%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	6.600	3.631	81,8%	6.460	2,2%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	13.828	0	n.a	21.089	-34,4%
Outras Receitas Financeiras	5.303	8.053	-34,1%	6.769	-21,7%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(2.845)	-	n.a	(2.318)	22,7%
Despesas Financeiras	(235.930)	(244.389)	-3,5%	(368.815)	-36,0%
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(75.512)	(89.451)	-15,6%	(93.417)	-19,2%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(6.732)	(3.777)	78,2%	-	n.a
Subvenções Governamentais	(1.087)	(1.285)	-15,4%	(1.164)	-6,6%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(5.133)	(3.587)	43,1%	(3.752)	36,8%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	1.933	2.031	-4,8%	3.214	-39,9%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(12.149)	(12.908)	-5,9%	(12.661)	-4,0%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(50.879)	(35.925)	41,6%	(169.898)	-70,1%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial Líquido	-	(5.070)	-100,0%	-	n.a
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(81.037)	(87.486)	-7,4%	(87.481)	-7,4%
Outras Despesas Financeiras	(5.334)	(6.931)	-23,0%	(3.656)	45,9%
Variações Cambiais	38	52	-26,9%	(216)	-117,6%
Lucro Antes de Imposto de Renda	75.123	(3.672)	n.a	(226.846)	n.a
Imposto de Renda e Contribuição Social	(6.072)	(1.765)	244,0%	69.845	-108,7%
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	69.051	(5.437)	n.a	(157.001)	n.a
Margem Líquida (%)	2,0%	-0,2%	n.a	-4,6%	-143,7%
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	2,1%	-0,2%	n.a	-5,0%	-142,3%
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,35	(0,03)	n.a	0,00	n.a

(1) Variação entre 1T18 e 4T18

Balanços Patrimoniais

BALANÇOS PATRIMONIAIS (R\$ MIL)

ATIVOS	1T19	4T18
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.554.307	936.678
Investimentos de Curto Prazo	4.051	4.756
Consumidores, Revendedores e Outros	2.351.669	2.323.574
Imposto de Renda e Contribuição Social Compensáveis	70.409	23.293
Outros Tributos Compensáveis	109.950	129.414
Contas a Receber - Acordos	218.061	192.431
Outros Créditos	259.192	227.827
Almoxarifado	32.989	31.465
Serviços em curso	145.049	139.003
Despesas Pagas Antecipadamente	53.712	43.140
Ativo Financeiro Setorial	2.070.790	1.809.234
Total do Ativo Circulante	6.870.179	5.860.815
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Revendedores e Outros	25.865	25.058
Outros Tributos Compensáveis	82.462	84.967
Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	2.131.312	2.159.671
Cauções e Depósitos Vinculados	546.562	539.358
Contas a Receber - Acordos	8.532	10.882
Outros Créditos	43.354	47.308
Ativo Contratual (Infraestrutura em Construção)	456.782	634.918
Ativo Financeiro da Concessão	4.033.672	3.795.279
Ativo Financeiro Setorial	532.405	836.557
Investimento	41.250	45.377
Imobilizado Arrendado	179.829	66.329
Intangível	4.474.998	4.448.061
Total do Ativo Não Circulante	12.557.023	12.693.765
TOTAL DOS ATIVOS	19.427.202	18.554.580
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.925.580	1.625.422
Empréstimos e Financiamentos	945.263	437.652
Debêntures	199.144	239.953
Obrigações por Arrendamentos	72.318	31.254
Subvenções Governamentais	3.873	4.083
Outros Tributos a Pagar	499.285	497.503
Dividendos e JSCP a Pagar	358	358
Obrigações Sociais e Trabalhistas	170.652	190.358
Encargos Setoriais	387.834	404.688
Obrigações com Benefícios Pós-emprego	11.274	11.160
Provisão para Processos Judiciais e Outros	549.669	520.852
Reserva de Reversão	7.343	7.342
Outras Obrigações	277.360	255.919
Passivo Financeiro Setorial	1.260.325	1.229.323
Total do Passivo Circulante	6.310.278	5.455.867
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e Financiamentos	52.077	55.717
Debêntures	3.334.873	3.333.010
Obrigações por Arrendamentos	132.167	47.602
Subvenções Governamentais	7.610	8.488
Obrigações com Benefícios Pós-emprego	3.866.599	3.895.506
Provisão para Processos Judiciais e Outros	1.987.520	1.965.093
Encargos Setoriais	69.690	38.689
Obrigações Sociais e Trabalhistas	456	401
Reserva de Reversão	49.563	51.399
Outras Obrigações	19.585	19.802
Passivo Financeiro Setorial	646.753	802.026
Total do Passivo Não Circulante	10.166.893	10.217.733
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	2.823.486	2.823.486
Reserva de Capital	691.470	691.470
Ações em Tesouraria	-49.236	-49.236
Outros Resultados Abrangentes/Ajustes de Avaliação Patrimonial	-800.299	-781.506
Reserva de Lucros:		
Reserva Legal	196.766	196.766
Lucros (Prejuízos) Acumulados	87.844	0
Total do Patrimônio Líquido	2.950.031	2.880.980
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	19.427.202	18.554.580

Divulgação de Resultados **Earnings Release 1T19**

Enel Distribuição São Paulo
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
24 de abril de 2019

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

ri.eneldistribuicaosp.com.br

ri.eletropaulo@enel.com

(11) 2195-7048