

Comentários de Desempenho

1T21

Enel Distribuição São Paulo

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

30 de abril de 2021

Relações com Investidores

Raffaele Enrico Grandi

Diretor de Relações com Investidores

Isabel Regina Barroso de Alcantara

Responsável por Relações com Investidores

<http://ri.eneldistribuicaosp.com.br/> | brasil.investorrelations@enel.com

São Paulo, 30 de abril de 2021 – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (“ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO”), distribuidora de energia elétrica que atende 24 municípios paulistas (18 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2021 (“1T21”). 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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWG)	10.357	10.671	-2,9%	10.565	-2,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	6.661.089	5.809.007	14,7%	6.790.345	-1,9%
Receita Líquida (R\$ mil)	4.332.453	3.663.110	18,3%	4.629.530	-6,4%
EBITDA (R\$ mil)	585.259	532.619	9,9%	1.335.214	-56,2%
Margem EBITDA (%)	13,5%	14,5%	-1 p.p.	28,8%	-15,3 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	14,4%	15,4%	-1 p.p.	30,2%	-15,7 p.p.
EBIT (R\$ mil)	423.562	365.614	15,8%	1.166.949	-63,7%
Margem EBIT (%)	9,8%	10,0%	-0,2 p.p.	25,2%	-15,4 p.p.
Lucro Líquido (R\$ mil)	136.537	155.231	-12,0%	724.861	-81,2%
Margem Líquida (%)	3,2%	4,2%	-1,1 p.p.	15,7%	-79,9%
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	3,4%	4,5%	-1,1 p.p.	16,4%	-79,4%
CAPEX (R\$ mil)	253.042	201.318	25,7%	246.046	2,8%
DEC - Horas (12 meses)	7,64	5,69	34,3%	7,52	1,6%
FEC - vezes (12 meses)	3,92	3,21	22,1%	3,83	2,3%
Índice de Arrecadação (YTD)	99,5%	96,9%	2,7 p.p.	98,7%	-0,9 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	10,9%	9,8%	1,1 p.p.	10,6%	-0,2 p.p.
Nº de Consumidores (2)	7.404.400	7.363.447	0,6%	7.454.050	-0,7%
Nº de Colaboradores Próprios (3)	5.500	6.326	-7,6%	5.848	-6,0%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	551	307	79,3%	282	95,4%
PMSO (4) /Consumidor	72,2	52,0	38,9%	-12,4	-682,6%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	559	288	94,0%	276	102,3%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	13.239	25.537	-48,2%	26.962	-50,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20 (2) Unidades Faturadas | (3) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Operacional

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) de 7,64 horas, em comparação a 5,69 horas registrado no 1T21;
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) de 3,92 vezes, em comparação a 3,21 vezes registrado em 1T21;

Mercado

- Mercado total registrou contração de 2,9% no 1T21, em comparação ao 1T20, com redução do mercado cativo em 7,1%, principalmente em decorrência dos efeitos da atual pandemia.

Regulatório

- Recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, com o acionamento da bandeira amarela para os meses de janeiro de 2021 a março de 2021.

Financeiro

- EBITDA de R\$ 585,3 milhões no 1T21, 9,9% superior em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 532,6 milhões).
- Lucro líquido de R\$ 136,5 milhões no 1T21, ante um lucro líquido de R\$ 155,2 milhões registrado no 1T20.

Área de Concessão

DADOS GERAIS

	1T21	1T20	Var. %
Área de Concessão (Km²)	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.292.233	18.170.745	0,7%
Consumidores (Unid.)	7.404.400	7.363.447	0,6%
Linhas de Distribuição (Km)	44.051	42.005	4,9%
Linhas de Transmissão (Km)	1.835	1.825	0,5%
Subestações (Unid.)	162	162	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	39.188	42.784	-8,4%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,51%	8,62%	-0,1 p.p.
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	8,23%	8,89%	-0,7 p.p.

(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 ABRADÉE

(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 Itapeerica da Serra
- 14 São Lourenço da Serra
- 15 Embu-Guaçu
- 16 Juquitiba
- 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

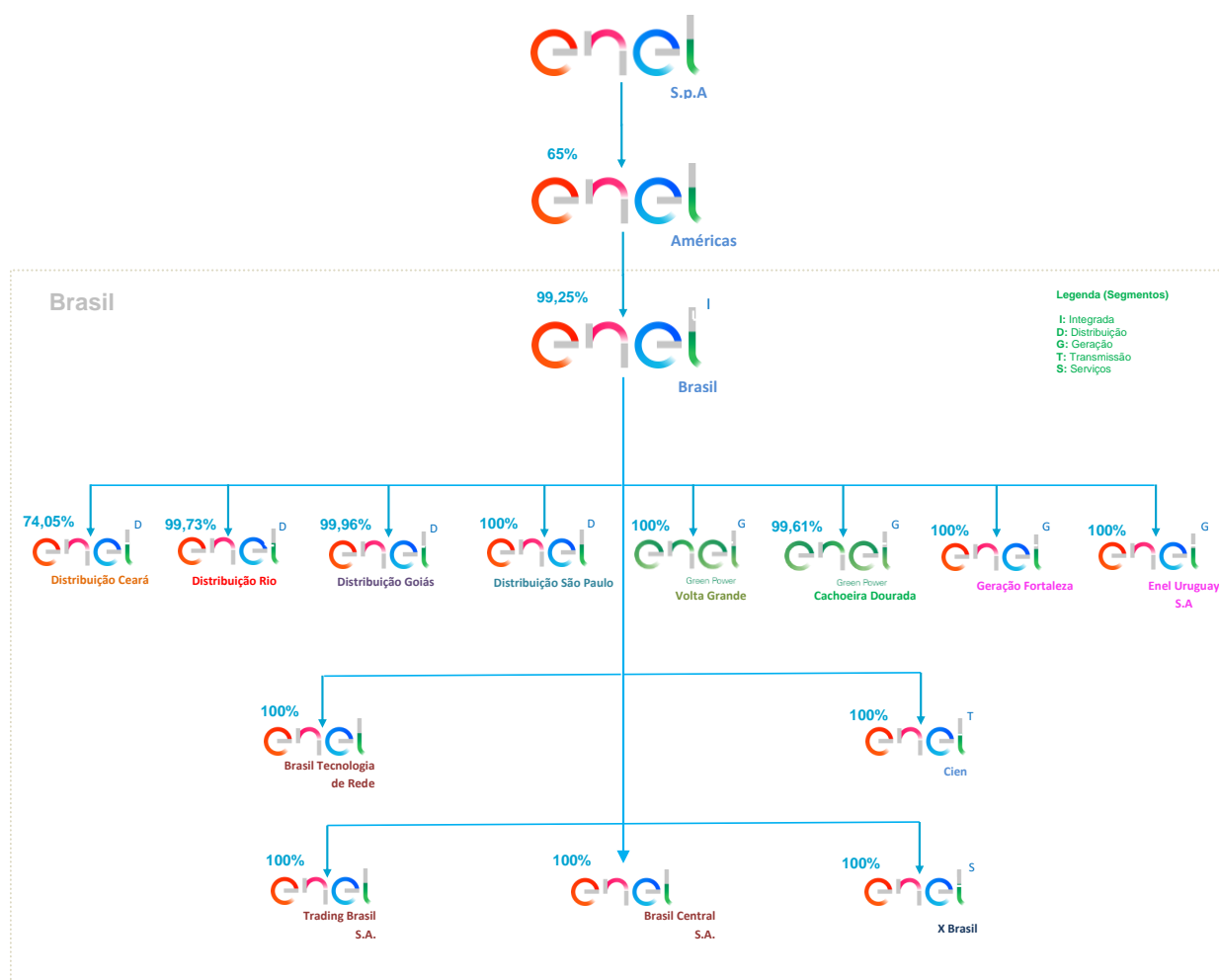


A Enel Distribuição São Paulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país. A área de concessão, de 4.526 km², com 1.636 unidades consumidoras faturadas por km².

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

ESTRUTURA DE CONTROLE

	ON	%	TOTAL	%
Enel Brasil S.A	197.466.862	100%	197.466.862	100%
Total	197.466.862	100%	197.466.862	100%



Mercado de Energia

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Mercado Cativo	7.401.978	7.361.764	0,5%	7.451.811	-0,7%
Residencial	6.955.502	6.905.409	0,7%	7.001.288	-0,7%
Industrial	25.087	25.676	-2,3%	25.318	-0,9%
Comercial	401.164	410.048	-2,2%	404.716	-0,9%
Rural	563	570	-1,2%	571	-1,4%
Setor Público	19.662	20.061	-2,0%	19.918	-1,3%
Clientes Livres	2.422	1.683	43,9%	2.239	8,2%
Industrial	575	479	20,0%	560	2,7%
Comercial	1.788	1.154	54,9%	1.624	10,1%
Setor Público	52	43	20,9%	48	8,3%
Cias Energéticas	7	7	0,0%	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.404.400	7.363.447	0,6%	7.454.050	-0,7%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A Companhia encerrou o 1T21 com um aumento de 0,6%, permanecendo estável em relação à quantidade de unidades consumidoras faturadas no 1T20. Observa-se, no trimestre, forte crescimento da quantidade de clientes livres das classes de consumo industrial e comercial, de 20,0% e 54,9%, respectivamente, em função da migração do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre ("ACL").

Venda de Energia na Área de Concessão¹

A venda de energia na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 1T21 em 10.357 GWh, redução de 2,9% em relação ao 1T20.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Mercado Cativo	7.295	7.850	-7,1%	7.602	-4,0%
Clientes Livres	3.062	2.821	8,5%	2.964	3,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	10.357	10.671	-2,9%	10.565	-2,0%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.295 GWh no 1T21, o que correspondeu a uma redução de 7,1% comparado ao 1T20. Essa variação explica-se, sobretudo, pelos reflexos da pandemia do Covid-19, incluindo medidas de restrição de atividade vigentes na área de concessão da Enel São Paulo, resultando em significativa redução de consumo, principalmente, nas classes comercial e industrial. Contribuíram também os efeitos da migração de clientes do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") para o ACL.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Residencial	4.185	4.050	3,3%	4.330	-3,3%
Industrial	521	624	-16,6%	633	-17,8%
Comercial	2.068	2.580	-19,8%	2.153	-3,9%
Rural	7	8	-7,2%	8	-10,2%
Setor Público	513	588	-12,7%	477	7,5%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.295	7.850	-7,1%	7.602	-4,0%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Residencial	598	586	2,0%	622	-3,9%
Industrial	20.561	24.316	-15,4%	24.937	-17,5%
Comercial	5.111	6.292	-18,8%	5.266	-2,9%
Rural	12.996	14.225	-8,6%	14.697	-11,6%
Setor Público	25.762	29.307	-12,1%	24.124	6,8%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	986	1.066	-7,6%	1.020	-3,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

¹ Não Inclui Consumo Próprio

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 3.062 GWh no 1T21, um aumento de 8,5% quando comparado ao 1T20, reflexo, principalmente, do efeito líquido da migração de clientes. No 1T21, entre migrações ao ACL, retornos ao ACR e novos clientes, foram adicionadas 187 unidades.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	1.382	1.251	10,4%	1.420	-2,7%
Comercial	1.270	1.152	10,3%	1.152	10,3%
Setor Público	410	418	-2,0%	392	4,6%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	3.062	2.821	8,5%	2.964	3,3%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	2.403	2.611	-8,0%	2.536	-5,3%
Comercial	710	998	-28,8%	709	0,2%
Setor Público	6.946	8.351	-16,8%	7.121	-2,5%
Média - Transporte per Capita para Clientes Livres	1.264	2.010	-37,1%	1.324	-4,5%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Itaipu	1.912	2.057	-7,0%	2.093	-8,7%
Leilão (1)	7.049	6.948	1,5%	6.698	5,3%
Angra 1 e 2	365	386	-5,5%	390	-6,6%
Proinfa	156	177	-11,6%	211	-25,8%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	9.482,7	9.568,0	-0,9%	9.391,9	1,0%
Liquidação na CCEE	(530)	(235)	125,9%	(306)	72,9%
Total - Compra de Energia	8.953	9.333	-4,1%	9.086	-1,5%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Energia Consumida (GWh)	10.357	10.671	-2,9%	9.790	5,8%
Residencial	4.185	4.050	3,3%	3.942	6,2%
Industrial	521	624	-16,6%	486	7,1%
Comercial	2.068	2.580	-19,8%	1.925	7,4%
Rural	7	8	-7,2%	8	-10,2%
Setor público	513	588	-12,7%	477	7,5%
Clientes Livres	3.062	2.821	8,5%	2.557	19,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	1.265	1.159	9,1%	1.250	1,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	10,6%	9,8%	0,9 p.p.	10,5%	0,1 p.p.

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

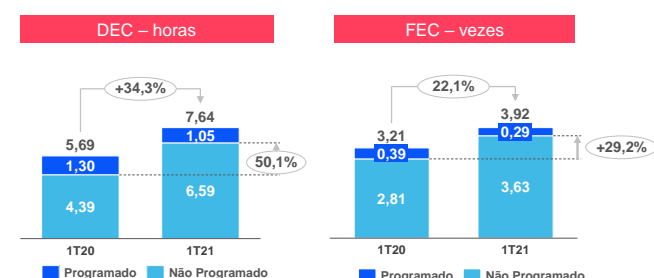
Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
DEC - horas (12 meses)	7,64	5,69	34,3%	7,52	1,6%
FEC - vezes (12 meses)	3,92	3,21	22,1%	3,83	2,3%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	10,87%	9,77%	1,1 p.p.	10,64%	0,2 p.p.
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	99,54%	96,85%	2,7 p.p.	98,68%	0,9 p.p.
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	551	307	79,3%	282	95,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	559	288	94,0%	276	102,3%
PMSO (2) / Consumidor	72,2	52,0	38,9%	-12,4	-682,6%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros (3)	13.239	25.537	-48,2%	26.962	-50,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20 | (2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros | (3) A diferença entre os trimestres se explica pela padronização do sistema de gestão de parceiros com as demais empresas do grupo.

Qualidade do Fornecimento



Referência Aneel – 2020: 7,38 horas / 2021: 7,31 horas

Referência Aneel – 2020: 5,13 vezes / 2020: 5,07 vezes

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 1T21, os indicadores foram fortemente impactados pela pandemia do Covid-19, com redução do contingente operacional e impacto na cadeia de

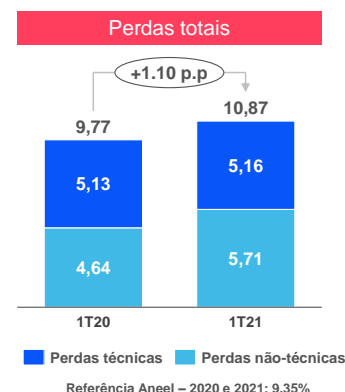
suprimento logístico, principalmente em razão de atraso as entregas de materiais e equipamentos. Como ação de contorno, a Companhia tem realizado investimentos em tecnologia de rede focados em automação, como o aumento de religadores telecomandados e automatizados para o restabelecimento de energia, em intensificação das ações de manutenção da rede e podas de árvore, além do desenvolvimento de equipes multitarefas. Adicionalmente, a Companhia incrementou os recursos de atendimento emergencial com equipes adicionais para suprir a redução das equipes de campo.

Disciplina de Mercado (Perdas)²

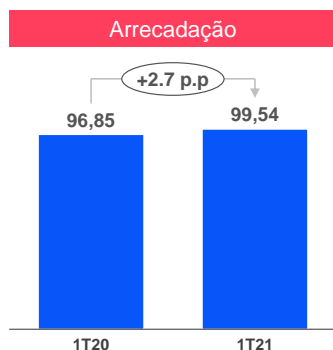
As perdas totais apuradas os últimos 12 meses foram de 10,87%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,16%) e não técnicas (5,71%). Em comparação ao 1T20, as perdas totais apresentaram aumento de 1,02 p.p, decorrente do aumento na agressividade de perdas ocasionada pelo COVID19.

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com o programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na atual legislação.

No 1T21, dentre as iniciativas de combate, destacam-se os seguintes programas: (i) Inspeções de Fraude, cujo objetivo é identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição; (ii) Programa de Recuperação de Instalações Cortadas para recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular; e (iii) Regularização de Ligações Informais (clandestinas), que visa à transformação de consumidores clandestinos em clientes regulares.



Arrecadação



O índice de arrecadação da companhia atingiu 99,54% no 1T21 contra 96,85% do mesmo período do ano anterior, com um aumento de 2,7 p.p, principalmente devido à maior arrecadação com cobranças administrativas e ações para reduzir os níveis de inadimplência. Essas medidas são compostas por campanhas em parceria com empresas de crédito, ações de comunicação, envio massivo de SMS e e-mails das faturas em atraso, incentivando a utilização de meios digitais para pagamento, parcelamento de faturas, além da disponibilização do canal de negociação para liquidação de valores em aberto.

² 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.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	6.661.089	5.809.007	14,7%	6.971.069	-4,4%
Deduções à Receita Operacional	(2.328.636)	(2.145.897)	8,5%	(2.341.539)	-0,6%
Receita Operacional Líquida	4.332.453	3.663.110	18,3%	4.629.530	-6,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (2)	(3.908.891)	(3.297.496)	18,5%	(3.462.581)	12,9%
EBITDA	585.258	532.619	9,9%	1.335.214	-56,2%
Margem EBITDA	13,5%	14,5%	-7,1%	28,8%	-53,2%
EBIT	423.562	365.614	15,8%	1.166.949	-63,7%
Margem EBIT	9,8%	10,0%	-2,0%	25,2%	-61,2%
Resultado Financeiro	(215.037)	(128.709)	67,1%	(165.800)	29,7%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(71.988)	(81.674)	-11,9%	(276.288)	-73,9%
Lucro Líquido	136.537	155.231	-12,0%	724.861	-81,2%
Margem Líquida	3,2%	4,2%	-25,6%	15,7%	-79,9%
Margem Líquida ex-Receita de Construção	3,4%	4,5%	-24,9%	16,4%	-79,4%
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,69	0,79	-12,0%	3,67	-0,81

(1) Variação entre 1T21 e 4T20 | (2) Não considera custo de construção, depreciação e amortização

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.544.803	2.735.562	-7,0%	2.548.921	-0,2%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	515.406	446.255	15,5%	510.144	1,0%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.408.192	2.377.085	1,3%	2.500.699	-3,7%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(25.230)	(15.483)	63,0%	(13.057)	93,2%
Receita de Construção	277.075	202.061	37,1%	202.774	36,6%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	207.537	(83.356)	-349,0%	(23.111)	-998,0%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	3.382.980	2.926.562	15,6%	3.177.449	6,5%
Subvenção de Recursos da CDE	122.740	95.278	28,8%	124.351	-1,3%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	502.784	7.851	6304,1%	781.484	-35,7%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	107.782	43.754	146,3%	158.140	-31,8%
Total - Outras Receitas	733.306	146.883	399,2%	1.063.975	-31,1%
Total - Receita Operacional Bruta	6.661.089	5.809.007	14,7%	6.790.345	-1,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 6,7 bilhões no 1T21, apresentando um incremento de 14,7% quando comparada ao 1T20. Excluindo o efeito do custo de construção, a receita operacional bruta aumentou R\$ 777,1 milhões no 1T21. Esta variação é explicada, principalmente, por:

- (i) maior ativo financeiro setorial líquido no período, em R\$ 494,9 milhões, devido, principalmente à constituição de ativo regulatório no período;
- (ii) aumento de R\$ 100,3 milhões na receita pela disponibilidade do sistema – TUSD, incluindo os mercados cativo e livre, decorrentes dos ajustes tarifários no período, e migração de clientes ao ACL;
- (iii) R\$ 27,5 milhões oriundas da subvenção de recursos da CDE, decorrente dos ajustes das previsões de desconto para o próximo ciclo tarifário, além do impacto pela cobertura tarifária aos clientes de baixa renda, relacionado as medidas aplicadas pelo governo em mitigação aos efeitos da pandemia;
- (iv) aumento de atualização do Ativo Financeiro da Concessão em R\$ 64 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisados.
- (v) aumento de R\$ 290,9 milhões em receitas originadas de contratos de clientes explicado, principalmente, pelo incremento na receita não-faturada.

Esse efeito foi parcialmente compensado por uma redução de 7%, ou R\$ 190,8 milhões no fornecimento de energia elétrica ao mercado cativo, em razão da pandemia do Covid-19, incluindo medidas de restrição de atividade vigentes na área de concessão da Enel São Paulo, o que reduziu significativamente o consumo.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
ICMS	(1.032.509)	(1.033.411)	-0,1%	(1.061.044)	-2,7%
PIS	(84.121)	(80.596)	4,4%	(88.177)	-4,6%
COFINS	(387.531)	(371.455)	4,3%	(406.175)	-4,6%
ISS	(36)	(46)	-21,7%	(36)	0,0%
Total - Tributos	(1.504.197)	(1.485.508)	1,3%	(1.555.432)	-3,3%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(39.298)	(33.929)	15,8%	(42.395)	-7,3%
Encargo Setorial CDE (2)	(653.878)	(559.887)	16,8%	(559.897)	16,8%
TFSEE (3)	(4.977)	(4.738)	5,0%	(4.977)	0,0%
Encargos do consumidor - PROINFA	(25.865)	(26.172)	-1,2%	(21.154)	22,3%
Encargos do consumidor - CCRBT (4)	(100.421)	(35.663)	181,6%	(157.684)	-36,3%
Total - Encargos Setoriais	(824.439)	(660.389)	24,8%	(786.107)	-3,3%
Total - Deduções da Receita	(2.328.636)	(2.145.897)	8,5%	(2.341.539)	-0,6%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20 | (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\$ 2,3 bilhões no 1T21, um incremento de 8,5%, ou R\$182,7 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) maior encargo na rubrica Encargo setorial Conta de Desenvolvimento Energético – “CDE” na ordem de 16,8%, ou R\$ 94 milhões, em função do ajuste no valor das quotas de arrecadação estabelecidas pelo regulador; (ii) maior encargo na linha de bandeira tarifária – CCRBT –, em R\$ 64,8 milhões, como resultado da hidrologia do período com o acionamento da bandeira amarela no 1T21; e (iii) maiores despesas com ICMS, PIS/COFINS e ISS, no valor total de R\$ 18,7 milhões, em linha com a maior receita de fornecimento de energia.

Custos e Despesas operacionais

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Parcela A					
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(2.078.135)	(2.003.186)	3,7%	(2.496.204)	-16,7%
Encargos do Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(733.630)	(413.179)	77,6%	(701.663)	4,6%
Total - Não Gerenciáveis	(2.811.765)	(2.416.365)	16,4%	(3.197.867)	-12,1%
Despesas Operacionais					
Pessoal	(267.746)	(184.062)	45,5%	(166.652)	60,7%
Previdência Privada	(1.588)	(6.186)	-74,3%	467.363	n.a
Serviços de Terceiros	(227.621)	(151.277)	50,5%	(146.220)	55,7%
Material	(13.471)	(27.696)	-51,4%	(14.290)	-5,7%
Depreciação e Amortização	(161.697)	(167.005)	-3,2%	(168.265)	-3,9%
PECLD (2)	(110.708)	(104.108)	6,3%	25.452	-535,0%
Custo de Construção	(277.075)	(202.061)	37,1%	(202.774)	36,6%
Provisão para processos judiciais e outros	(12.915)	(25.033)	-48,4%	(11.520)	12,1%
Outras Despesas Operacionais	(24.305)	(13.703)	77,4%	(47.808)	-49,2%
Total - Despesas Operacionais (3)	(658.354)	(512.065)	28,6%	106.325	-719,2%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(3.470.119)	(2.928.430)	18,5%	(3.091.542)	12,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20 | (2) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (3) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Os custos do serviço e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 3,5 bilhões no 1T21, um aumento de R\$ 541,7 milhões em comparação com o 1T20. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R\$ 395,4 milhões: Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 2,8 bilhões no 1T21, um aumento de 16,4% em comparação ao 1T20 (R\$ 2,4 bilhões). As principais variações devem-se, sobretudo, ao seguinte fator:

- **Custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição:** aumento de 77,6% ou R\$ 320,5 milhões, em comparação ao 1T20, decorrente, principalmente, de (i) maiores custos encargos com uso da rede básica, no valor de R\$ 66,9 milhões, em função, sobretudo, do reajuste anual das transmissoras; (ii) maiores Encargos do Serviço do Sistema, no valor de R\$ 276 milhões, principalmente pelo maior Encargo de Energia de Reserva (EER); (iii) aumento no custo de transporte de energia Furnas/Itaipu, no valor de R\$ 8,4 milhões. Esses aumentos geraram também incremento em crédito de PIS/COFINS em torno de R\$ 33 milhões.

Aumento no grupo de despesas operacionais (custos gerenciáveis), de R\$ 146,3 milhões, ou 28,6% no 1T21 em comparação ao 1T20, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Esse aumento deve-se, principalmente ao:

- Aumento de R\$ 79 milhões relacionadas à despesa com Pessoal, como reflexo da provisão para reestruturação organizacional relativa à digitalização, modernização e automação do seu modelo de negócio no valor de R\$ 92,3 milhões, parcialmente compensados por eficiências obtidas em melhorias de processo;
- Aumento de R\$ 76,3 milhões com serviços de terceiros, em função dos gastos com manutenção preventiva e corretiva, além de despesas relacionadas ao combate às perdas e à inadimplência;
- Aumento de R\$ 6,6 milhões relacionado à Provisão Esperada de Crédito de Liquidação Duvidosa ("PECLD"), relacionado ao envelhecimento da dívida das classes residencial e comercial;
- Aumento de R\$ 10,6 milhões em outras despesas operacionais, reflexo de aumento no custo com baixa de ativos.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução em R\$ 14,2 milhões na rubrica de materiais, uma vez que houve uma despesa, a maior, no 1T20 relacionada à compra de equipamentos de proteção individual para a pandemia do Covid-19;
- Redução de R\$ 12,1 milhões em provisão para processos judiciais, devido à despesa, no 1T20, de multa relacionada à falha de subestação;
- Redução de R\$ 4,6 milhões nas despesas com entidade de previdência privada, por conta da migração parcial de participantes do plano de pensão de benefício definido para contribuição definida, concluída no 4T20.

EBITDA

Segue abaixo 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)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	136.537	155.231	-12,0%	724.861	-81,2%
(+) Tributos sobre o Lucro (NE 28)	71.988	81.674	-11,9%	276.288	-73,9%
(+) Resultado Financeiro (NE 27)	215.037	128.709	67,1%	165.800	29,7%
(=) EBIT	423.562	365.614	15,8%	1.166.949	-63,7%
(+) Depreciações e Amortizações	161.697	167.005	-3,2%	168.265	-3,9%
(=) EBITDA	585.259	532.619	9,9%	1.335.214	-56,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	3.263	6.894	-52,7%	6.378	-48,8%
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	50.873	28.738	77,0%	59.942	-15,1%
Subvenções governamentais	699	878	-20,4%	757	-7,7%
Atualização de Créditos Tributários	86	262	-67,2%	92	-6,5%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	4.682	8.520	-45,0%	4.818	-2,8%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.667	13.911	-88,0%	(1.397)	-219,3%
Atualização Monetária Swap - Debêntures	75.292	12.061	524,3%	75.853	-0,7%
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	218	3.465	-93,7%	555	-60,7%
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	6.410	3.883	65,1%	5.268	21,7%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(3.079)	(2.448)	25,8%	(3.724)	-17,3%
Total - Receitas Financeiras	140.111	76.164	84,0%	148.542	-5,7%
Despesas Financeiras					
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(41.950)	(45.447)	-7,7%	(31.910)	31,5%
Variações monetárias/Ajustes ao valor de mercado - Debêntures e Empréstimos	(134.002)	(12.058)	1011,3%	(105.292)	27,3%
Subvenções governamentais	(699)	(878)	-20,4%	(759)	-7,9%
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(4.349)	(5.473)	-20,5%	(4.645)	-6,4%
Juros Swap - Debêntures e Empréstimos Moeda Estrangeira	(2.300)	-	n.a	5.867	-139,2%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(2.207)	(2.963)	-25,5%	(3.314)	-33,4%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	1.072	1.097	-2,3%	562	90,7%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(7.819)	(7.717)	1,3%	(7.466)	4,7%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(21.894)	(3.891)	462,7%	(19.307)	13,4%
Atualização Acordo Eletrobras	(7.663)	(17.194)	-55,4%	(7.573)	1,2%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(117.182)	(103.305)	13,4%	(121.875)	-3,9%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(1.061)	(1.096)	-3,2%	(1.085)	-2,2%
Outras Despesas Financeiras	(14.775)	(4.538)	225,6%	(17.596)	-16,0%
Total - Despesas Financeiras	(354.829)	(203.463)	74,4%	(314.393)	12,9%
Variações Cambiais	(319)	(1.410)	-77,4%	51	-725,5%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(215.037)	(128.709)	67,1%	(165.800)	29,7%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A Companhia registrou no 1T21 uma despesa financeira de R\$ 215 milhões, um montante R\$ 86,3 milhões superior ao resultado financeiro negativo de R\$ 128,7 milhões reconhecido no 1T20.

As principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras foram: (i) aumento de R\$ 61 milhões com variações monetárias e ajustes ao valor de mercado de debêntures e empréstimos, líquido de atualização monetária de swap – debêntures, decorrente, principalmente, de novo empréstimo atrelado a IGP-DI; (ii) aumento de R\$ 18 milhões com atualizações monetárias de processos judiciais; (iii) maior custo dos juros (líquidos) do Plano de Pensão, no valor de R\$ 13,9 milhões decorrente, sobretudo, de atualização atuarial levando ao aumento na base de cálculo dos juros, e da forte alta do índice de reajuste utilizado (IGP-DI) acumulado, que atingiu 8,27% no 1T21, contra 1,69% no 1T20; (iv) efeito negativo da redução de R\$ 12,2 milhões com atualização monetária de ativo e passivo financeiro setorial, relacionado ao processo anual de reajuste tarifário.

Esses efeitos foram compensados pelo(a): (i) aumento em R\$ 22,1 milhões na receita oriunda de atualização monetária sobre contas de energia em atraso; (ii) menor despesa com atualização do acordo com a Eletrobras, em R\$ 9,5 milhões; e (iii) redução de R\$ 3,5 milhões em despesa com encargos de dívidas, que incluem empréstimos, debêntures e mútuos, por conta da menor taxa de juros média do período³.

Tributos (IR/CSLL)

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(7.959)	(22.204)	n.a	9.977	-179,8%
Contribuição Social Diferida	(16.950)	(15.742)	7,7%	(75.776)	-77,6%
Imposto de Renda Diferido	(47.079)	(43.728)	7,7%	(210.489)	-77,6%
Total	(71.988)	(81.674)	-11,9%	(276.288)	-73,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

No 1T21, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 72 milhões, uma redução de R\$ 9,7 milhões em relação ao 1T20, explicado pelo menor resultado tributável.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	5.154.819	4.053.935	27,2%	5.452.015	-5,5%
(-) Disponibilidades	(846.619)	(1.187.850)	-28,7%	(2.134.751)	-60,3%
Dívida Líquida	4.308.200	2.866.086	50,3%	3.317.264	29,9%
EBITDA (2)	2.754.943	2.501.728	10,1%	2.702.301	1,9%
Dívida Bruta/EBITDA	1,87	1,62	15,4%	2,02	-7,3%
Dívida Líquida/EBITDA	1,56	1,15	36,5%	1,23	27,4%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta+PL)	0,67	0,50	35,1%	0,67	0,4%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,63	0,41	53,3%	0,55	14,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

(2) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses)

A Dívida Bruta⁴ da Companhia encerrou o 1T21 em R\$ 5.155 milhões, uma redução de R\$ 297 milhões em relação ao 4T20. Essa variação deve-se principalmente às liquidações de dívidas no valor total de R\$ 692 milhões, parcialmente compensadas por novas captações no montante de R\$ 280 milhões, sendo R\$ 250 milhões referente ao empréstimo na modalidade de 4131 para capital de giro realizado em março de 2021 e R\$ 30 milhões referente ao complemento da dívida já existente junto a Fundação CESP (Vivest) relativo ao processo de migração para plano de Contribuição Definida realizado em dezembro de 2020, somados às provisões de encargos e variação monetária no período no montante de R\$ 96 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 17 milhões.

Em relação às liquidações realizadas no 1T21, destacam-se o 1º pagamento de principal referente ao contrato da Fundação CESP (Vivest), no montante de R\$ 249 milhões em 22 de janeiro de 2021, as liquidações das operações na modalidade de 4131 + SWAPS com os bancos Tokio e Scotiabank em 8 e 31 de março de 2021 no montante de R\$ 417 milhões, somado ao pagamento de juros da 23ª emissão de debêntures realizado no mês de março no montante de R\$ 22 milhões.

³ O valor do CDI médio registrado no 1T21 foi de 0,14%, enquanto o CDI médio no 1T20 foi de 0,34%.

⁴ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo e saldo líquido do derivativo.

As disponibilidades fecharam o 1T21 em R\$ 847 milhões, ante R\$ 2.134 milhões no 4T20, devido principalmente as liquidações de obrigações previstas para o primeiro trimestre de 2021. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.308 milhões no 1T21, um aumento de R\$ 991 milhões em relação ao saldo de R\$ 3.317 milhões do 4T20.

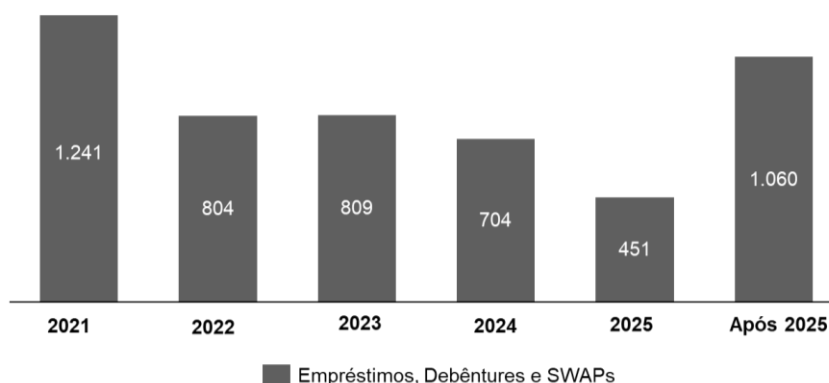
A Companhia encerrou o 1T21 com o custo médio da dívida no período de 7,57% a.a., ou CDI + 5,44% a.a e prazo médio de pagamento de 2,65 anos, considerando a operação com a Vivest. Desconsiderando a dívida com a Vivest, tem-se um custo médio de 2,86% a.a., ou CDI + 0,82% a.a e prazo médio de pagamento de 2,47 anos.

Índices Financeiros - Covenants

Conforme descrito nas Notas Explicativas nº 14 e 15 das Demonstrações Contábeis referentes ao 1T21, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Informações Trimestrais e Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 31 de março de 2021. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido nas debêntures de emissão da companhia (23ª e 24ª emissão).

INDICADORES FINANCEIROS (R\$ mil)	
	1T21
Empréstimos, Financiamentos, Deb. e Derivativos	5.154.819
Fundo de Pensão	(196.656)
(-) Disponibilidades	(846.619)
Dívida Líquida	4.111.544
EBITDA (1) (12 meses)	2.754.943
(+)PDD	316.117
(+)Contingências	69.387
(+)Despesas com Funesp (últimos 12 meses)	(450.043)
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	16.350
EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª Emissão	2.706.754
(-) Impacto arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(57.577)
(-) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	(16.350)
EBITDA (12 meses) - Ajustado 23ª Emissão	2.632.827
(1) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses).	
Covenant Financeiro	
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 24ª Debênture	1,52
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,56

Cronograma de Amortização (R\$ milhões)⁵

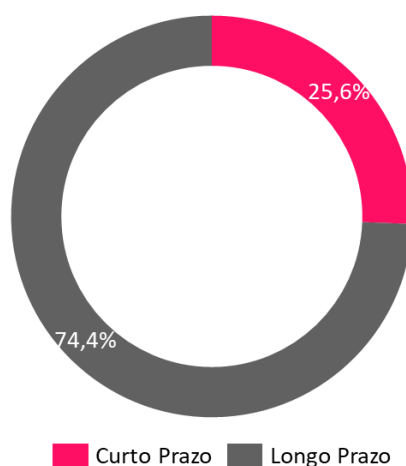
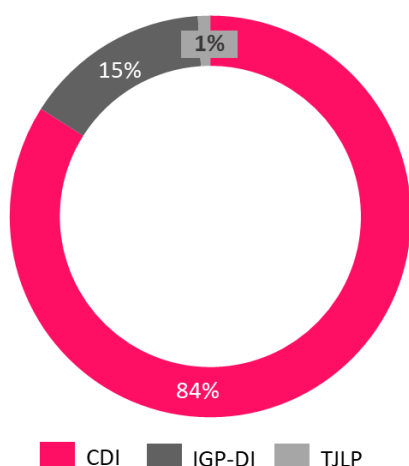


Abertura da Dívida Bruta – Indexadores⁶

Abertura da Dívida Bruta– Curto/Longo Prazo³

⁵ Fluxo composto por amortização de principal e custos a amortizar.

⁶ Não considera previdência..



Rating da Companhia⁷

Escala	Ratings	Nacional	Perspectiva
	Fitch	AAA	Estável
	Moody's	Aaa	Estável

Últimas atualizações: Fitch - set/2020; Moody's- set/2020

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Manutenção	133.719	100.148	33,5%	115.249	16,0%
Crescimento	70.061	55.312	26,7%	78.015	-10,2%
Novas Conexões	43.949	41.119	6,9%	47.727	-7,9%
Financiado pela Companhia	247.730	196.580	26,0%	240.991	2,8%
Financiado pelo Cliente	5.312	4.738	12,1%	5.055	5,1%
Total (2)	253.042	201.318	25,7%	246.046	2,8%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20 | (2) Não considera montante de estoque de materiais

No 1T21, a Companhia investiu R\$ 253 milhões, montante 25,7% superior ao registrado no 1T20, alocados, principalmente, em projetos visando à confiabilidade operacional e redução das ocorrências na rede, e crescimento, com reformas de rede para adequar a infraestrutura para maior carga e expansão do sistema. Do total investido, R\$ 247,7 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 5,3 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Reajuste Tarifário Anual 2020

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 30 de junho, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2020 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2020.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +15,60% composto por reajuste econômico de +15,27% e componente financeiro de +0,33%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +4,23%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

⁷ Quadro considera ratings válidos em 31 de Março de 2020.

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	2,11%
Energia Comprada	6,77%
Encargos de Transmissão	4,30%
Parcela A	13,18%
Parcela B	2,09%
Reajuste Econômico	15,27%
CVA Total	6,27%
Conta Covid	-8,70%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	2,76%
Reajuste Financeiro	0,33%
Reajuste Total	15,60%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-11,38%
Efeito para o consumidor	4,23%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 17,50%, representando 13,18% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 3.076 milhões. Um aumento de 11,38%, representando 2,11% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento de 25,41% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE Uso");
- Energia Comprada: R\$ 7.753 milhões. O aumento de 14,91% decorre principalmente do aumento dos custos de Itaipu e dos contratos por disponibilidade de energia nova. O aumento do custo de compra de energia representa 6,77% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 2.320 milhões. O aumento de 37,98% decorre principalmente do aumento da Receita Anual Permitida das instalações da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando 4,30% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 8,46%, representando uma participação de 2,09% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 6,66%, no período de 12 meses findos em junho de 2020; e
- Fator X de -1,80 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, previamente definido na 5ª Revisão Tarifária Periódica ("5RTP") para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel SP;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,50%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -2,07%, previamente definido na 5RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel SP.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de R\$ 49,4 milhões, dentre os quais destacamos R\$ 931 milhões positivos referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), Neutralidade de Encargos Setoriais de R\$ 164,6 milhões, Sobrecontratação de -R\$ 123,6 milhões e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 788,9 milhões. Por fim, vale destacar que foi considerado um financeiro negativo relativo à antecipação dos efeitos da conta Covid de -R\$ 1.292 milhões.

O reajuste tarifário médio de +4,23% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	6,00%
Baixa Tensão	3,58%
Efeito Médio	4,23%

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.

Vale destacar que em função da pandemia causada pelo coronavírus, a ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº 1.511/20, de 26 de maio de 2020, suspender, em caráter excepcional e temporário, a aplicação das Bandeiras Tarifárias e acionar a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020.

Contudo, diante de condições hidroenergéticas adversas, em 30 de novembro de 2020, por meio do Despacho nº 3.364/20, a ANEEL decidiu revogar o Despacho nº 1.511/20 e reativou o sistema das bandeiras tarifárias, que retornou sua vigência a partir de 1º de dezembro de 2020 com o acionamento da bandeira vermelha - patamar 2.

O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de janeiro de 2021 a março de 2021.

As bandeiras tarifárias que vigoraram em 2020 e no 1º trimestre de 2021 podem ser observadas conforme quadros abaixo:

2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	291,00	185,56	57,23	39,68	39,68							

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

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36									

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

Conta Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa nº 885/2020). Tal regulamento estabelece os critérios do empréstimo de um conjunto de banco às distribuidoras, com o objetivo de garantir o fluxo de caixa das empresas neste período de pandemia e evitar reajustes tarifários elevados.

Em 22 de julho de 2020, foram assinados os contratos entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e 16 instituições financeiras para formalizar e viabilizar os empréstimos para as distribuidoras de energia elétrica.

Em 31 de julho de 2020, iniciou-se, por meio do Despacho ANEEL nº 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da Conta Covid.

Em 19 de agosto de 2020, a ANEEL abriu a 2ª fase da Consulta Pública nº 035/20, com o objetivo de regulamentar o Art 6º do Decreto 10.350/20, que trata da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de distribuição.

Em 16 de dezembro de 2020, a ANEEL, após avaliar as contribuições recebidas, decidiu abrir uma 3ª fase de discussão sobre as regras para o reequilíbrio econômico devido à pandemia, com prazo de contribuição até 01/02/2021. Vale destacar que em tal fase da consulta a ANEEL discutiu também a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário entre os consumidores e os distribuidores de energia elétrica, e a exposição involuntária devido à pandemia.

Sobrecontratação Involuntária

Por meio do Despacho nº 2.508, de 27 de agosto de 2020, a ANEEL determinou os valores de sobrecontratação involuntárias de 2016 e 2017, porém sem levar em consideração fatos extraordinários como a compra compulsória no leilão A-1 de 2015 e as ações de máximo esforço que a ENEL SP tem enveredado para limitar o seu nível de contratação. Diante desta decisão entramos com solicitação de efeito suspensivo, o qual foi negado pela Diretora da ANEEL por meio do Despacho nº 2.923, de 13 de outubro de 2020.

O mérito da reconsideração da decisão do Despacho nº 2.508/20 ainda está sendo avaliado pela Agência Reguladora.

Para o ano de 2020, devido à pandemia da COVID-19, um dos maiores impactos foi a redução do consumo de energia elétrica, agravando o cenário de sobrecontratação das distribuidoras. Diante deste fato, importante destacar que o Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, classifica a redução de carga devido à COVID como involuntária. A ANEEL abriu a 3ª fase da Consulta Pública nº 035/2020 que dentre outros assuntos está avaliando a metodologia de cálculo da redução de carga devido ao COVID em 2020 para fins de aplicação da involuntariedade na sobrecontratação.