

Comentários de Desempenho

2T21 / 6M21

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

27 de julho de 2021

Relações com Investidores

Raffaele Enrico Grandi

Diretor de Relações com Investidores

Fábio Romanin

Head de Relações com Investidores

Leonardo Dias Wanderley

Relações com Investidores

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

São Paulo, 27 de julho 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 segundo trimestre de 2021 (“2T21”) e do primeiro semestre (“1S21”, “6M21”). 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

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.203	9.251	10,3%	10.357	-1,5%	20.560	19.922	3,2%
Receita Bruta (R\$ mil)	6.666.710	5.156.210	29,3%	6.661.089	0,1%	13.327.799	10.965.217	21,5%
Receita Líquida (R\$ mil)	4.311.189	3.336.280	29,2%	4.332.453	-0,5%	8.643.642	6.999.390	23,5%
EBITDA (R\$ mil)	672.557	236.159	184,8%	585.259	14,9%	1.257.816	768.778	63,6%
Margem EBITDA (%)	15,6%	7,1%	8,5 p.p.	13,5%	2,1 p.p.	14,6%	11,0%	3,6 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	17,0%	7,7%	9,3 p.p.	14,4%	2,6 p.p.	15,7%	11,8%	3,9 p.p.
EBIT (R\$ mil)	511.187	70.600	624,1%	423.562	20,7%	934.749	436.214	114,3%
Margem EBIT (%)	11,9%	2,1%	9,7 p.p.	9,8%	2,1 p.p.	10,8%	6,2%	4,6 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	210.206	(58.637)	-458,5%	136.537	54,0%	346.743	96.594	259,0%
Margem Líquida (%)	4,9%	-1,8%	6,6 p.p.	3,2%	54,7%	4,0%	1,4%	2,6 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	5,3%	-1,9%	7,2 p.p.	3,4%	58,1%	4,3%	1,5%	2,8 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	364.391	242.752	50,1%	253.042	44,0%	617.433	444.069	39,0%
DEC - horas (12 meses)	7,25	6,42	12,9%	7,64	-5,1%	7,25	6,42	12,9%
FEC - vezes (12 meses)	3,86	3,38	14,2%	3,92	-1,5%	3,86	3,38	14,2%
Índice de Arrecadação (YTD)	100,07%	94,58%	5,5 p.p.	99,54%	0,5 p.p.	100,07%	94,6%	5,5 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	10,53%	10,15%	0,4 p.p.	10,87%	-0,3 p.p.	10,53%	10,2%	0,4 p.p.
Nº de Consumidores (3)	7.493.420	7.138.714	5,0%	7.404.400	1,2%	7.493.420	7.138.714	5,0%
Nº de Colaboradores Próprios (4)	8.597	6.101	40,9%	5.500	56,3%	8.597	6.101	40,9%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	301	294	2,2%	551	-45,5%	606	633	-4,4%
PMSO (5) / Consumidor	48,6	53,1	-8,4%	72,2	-32,6%	120,0	106,8	12,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	221	227	-2,7%	559	-60,5%	221	227	-2,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	33.946	31.450	7,9%	13.239	156,4%	33.946	31.450	7,9%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20 | (3) Unidades Faturadas | (4) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

DADOS GERAIS

	2T21	2T20	Var. %
Área de Concessão (Km ²)	4.526	4.526	0,0%
Municípios (Qtde.)	24	24	0,0%
Habitantes (Qtde.) (1)	18.170.745	18.170.745	0,0%
Consumidores (Unid.)	7.493.420	7.138.714	5,0%
Linhas de Distribuição (Km)	42.112	42.112	0,0%
Linhas de Transmissão (Km)	1.836	1.836	0,0%
Subestações (Unid.)	162	162	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	40.915	41.147	-0,6%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	8,85%	8,43%	0,4 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 Itapeçerica 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

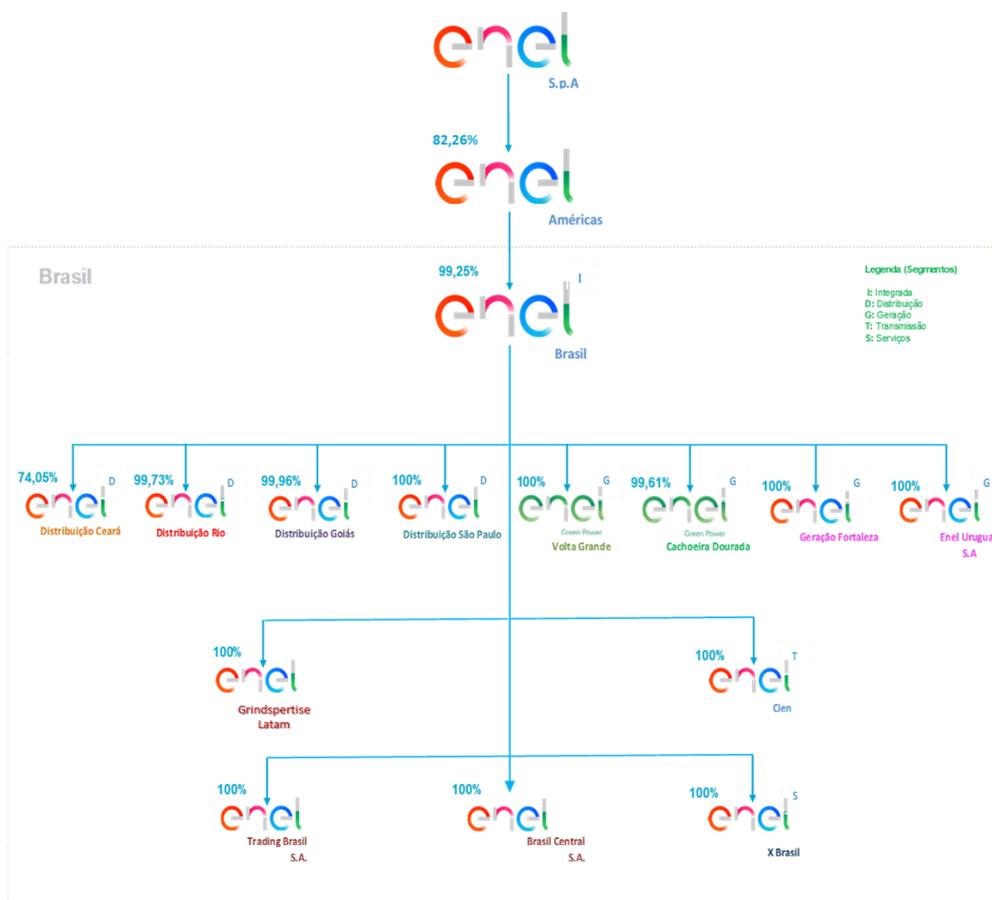


A Enel Distribuição São Paulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país. A área de concessão, de 4.526 km²,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



3 DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Mercado de Energia

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Mercado Cativo	7.490.855	7.136.838	5,0%	7.401.978	1,2%	7.490.855	7.136.838	5,0%
Residencial	7.043.715	6.701.599	5,1%	6.955.502	1,3%	7.043.715	6.701.599	5,1%
Industrial	24.932	24.832	0,4%	25.087	-0,6%	24.932	24.832	0,4%
Comercial	402.144	390.970	2,9%	401.164	0,2%	402.144	390.970	2,9%
Rural	575	553	4,0%	563	2,1%	575	553	4,0%
Setor Público	19.489	18.884	3,2%	19.662	-0,9%	19.489	18.884	3,2%
Cientes Livres	2.565	1.876	36,7%	2.422	5,9%	2.565	1.876	36,7%
Industrial	600	509	17,9%	575	4,3%	600	509	17,9%
Comercial	1.906	1.314	45,1%	1.788	6,6%	1.906	1.314	45,1%
Setor Público	52	46	13,0%	52	0,0%	52	46	13,0%
Cias Energéticas	7	7	0,0%	7	0,0%	7	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.493.420	7.138.714	5,0%	7.404.400	1,2%	7.493.420	7.138.714	5,0%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

A Companhia encerrou o 2T21 com um aumento de 5,0%, no número de unidades consumidoras faturadas em relação à quantidade de unidades consumidoras faturadas no 2T20. Observa-se, no trimestre, crescimento em todas as classes, com destaque para a classe residencial no mercado cativo e classe comercial nos clientes livres com aumentos de 5,1% e 45,1%, respectivamente

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 2T21 em 10.203 GWh, aumento de 10,3% em relação ao 2T20.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. %
Mercado Cativo	7.245	6.886	5,2%	7.295	-0,7%	14.540	14.736	-1,3%
Clientes Livres	2.958	2.366	25,0%	3.062	-3,4%	6.020	5.186	16,1%
Total - Venda e Transporte de Energia	10.203	9.251	10,3%	10.357	-1,5%	20.560	19.922	3,2%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

Mercado Cativo

O mercado cativo somou 7.245 GWh no 2T21, o que correspondeu a um aumento de 5,2% comparado ao 2T20. Essa variação explica-se, sobretudo, pelos reflexos de retomada das atividades durante a pandemia do Covid-19, período em que foram adotadas medidas de restrição de atividade na área de concessão da Enel São Paulo, resultando em significativa redução de consumo, principalmente, nas classes comercial e industrial.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. %
Residencial	4.207	3.942	6,7%	4.185	0,5%	8.392	7.992	5,0%
Industrial	561	486	15,5%	521	7,8%	1.082	1.110	-2,6%
Comercial	1.928	1.925	0,1%	2.068	-6,8%	3.996	4.505	-11,3%
Rural	8	8	2,9%	7	7,8%	15	16	-2,9%
Setor Público	541	525	3,1%	513	5,4%	1.054	1.113	-5,3%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.245	6.886	5,2%	7.295	-0,7%	14.540	14.736	-1,3%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

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

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. %
Residencial	597	588	1,5%	598	-0,1%	1.191	1.193	-0,1%
Industrial	22.501	19.557	15,1%	20.561	9,4%	43.381	44.699	-2,9%
Comercial	4.794	4.925	-2,6%	5.111	-6,2%	9.938	11.524	-13,8%
Rural	13.913	14.052	-1,0%	12.996	7,1%	26.819	28.714	-6,6%
Setor Público	27.759	27.786	-0,1%	25.762	7,8%	54.089	58.920	-8,2%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	967	965	0,2%	986	-1,9%	1.941	2.065	-6,0%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.958 GWh no 2T21, um aumento de 25% quando comparado ao 2T20, justificado pela retomada do padrão de consumo dos clientes livres da Companhia mediante a redução do padrão médio de consumo dos clientes livres industriais e comerciais verificado em 2020, resultado dos efeitos da pandemia do Covid-19 e consequente contração da atividade econômica. No acumulado do ano, o volume total de energia transportada aos clientes livres cresceu 16,1%.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. %
Industrial	1.388	1.097	26,5%	1.382	0,5%	2.770	2.348	18,0%
Comercial	1.168	895	30,4%	1.270	-8,0%	2.438	2.047	19,1%
Setor Público	402	373	7,7%	410	-1,9%	812	791	2,6%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	2.958	2.366	25,0%	3.062	-3,4%	6.020	5.186	16,1%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

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

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. %
Industrial	2.313	2.155	7,3%	2.403	-3,7%	4.616	4.613	0,1%
Comercial	613	681	-10,1%	710	-13,7%	1.279	1.558	-17,9%
Setor Público (3)	6.814	7.044	-3,3%	6.946	-1,9%	13.760	14.922	-7,8%
Média - Transporte per Capita para Clientes Livres	1.153	1.261	-8,6%	1.264	-8,8%	2.347	2.764	-15,1%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

¹ Não Inclui Consumo Próprio

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Itaipu	1.931	2.059	-6,2%	1.912	1,0%	3.843	4.129	-6,9%
Leilão (3)	6.333	6.919	-8,5%	7.049	-10,2%	13.382	13.870	-3,5%
Angra 1 e 2	369	386	-4,4%	365	1,2%	734	772	-5,0%
Proinfa	182	(435)	-141,8%	156	16,4%	338	362	-6,6%
Total - Compra de Energia	8.815	8.930	-1,3%	9.483	-7,0%	18.298	19.133	-4,4%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20 | (3) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

BALANÇO DE ENERGIA (GWh)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Energia Consumida (GWh)	10.203	9.251	10,3%	10.357	-1,5%	20.560	19.922	3,2%
Residencial	4.207	3.942	6,7%	4.185	0,5%	8.392	7.992	5,0%
Industrial	561	486	15,5%	521	7,8%	1.082	1.110	-2,6%
Comercial	1.928	1.925	0,1%	2.068	-6,8%	3.996	4.505	-11,3%
Rural	8	8	2,9%	7	7,8%	15	16	-2,9%
Setor público	541	525	3,1%	513	5,4%	1.054	1.113	-5,3%
Clientes Livres	2.958	2.366	25,0%	3.062	-3,4%	6.020	5.186	16,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (GWh)	2.375	1.163	104,1%	1.265	87,8%	2.322	2.322	0,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Enel SP (%)	10,33%	11,47%	-1,1 p.p.	10,62%	-0,3 p.p.	10,54%	10,54%	0 p.p.

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

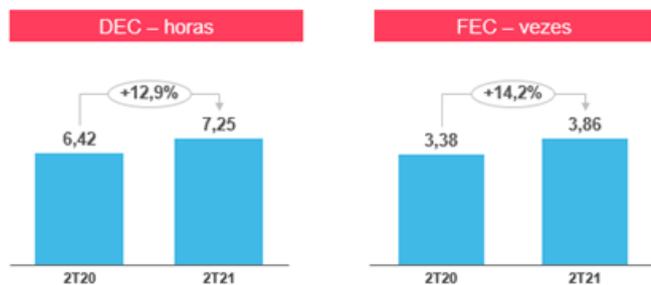
Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
DEC - horas (12 meses)	7,25	6,42	12,9%	7,64	-5,1%	7,25	6,42	12,9%
FEC - vezes (12 meses)	3,86	3,38	14,2%	3,92	-1,5%	3,86	3,38	14,2%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	10,53%	10,15%	0,4 p.p.	10,87%	-0,3 p.p.	10,5%	10,15%	0,4 p.p.
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	100,07%	94,58%	5,5 p.p.	99,54%	0,5 p.p.	100,07%	94,6%	5,5 p.p.
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	301	294	2,2%	551	-45,5%	606	633	-4,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	221	227	-2,7%	559	-60,5%	221	227	-2,7%
PMSO (3) / Consumidor	48,6	53,1	-8,4%	72,2	-32,6%	120,0	106,8	12,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	33.946	31.450	7,9%	13.239	156,4%	33.946	31.450	7,9%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20 | (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento



Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 12 meses) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.

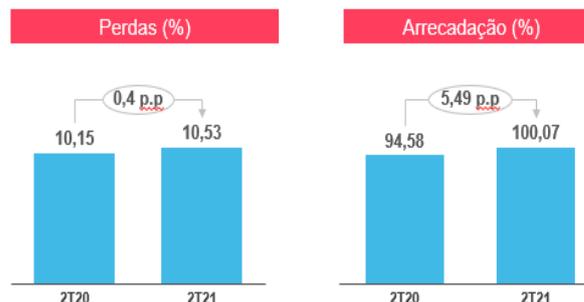
No 2T21, os indicadores embora tenham apresentado melhora em relação ao 1T21, ainda estão acima do nível registrado no 2T20. Esses indicadores foram fortemente impactados pela

pandemia do Covid-19, com redução do contingente operacional e impacto na cadeia de suprimento logístico, principalmente em razão de atraso nas 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, 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

O percentual de perdas é a taxa obtida através da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes, pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (46.116 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 10,53%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,15%) e não técnicas (5,38%). Em comparação ao 2T20, as perdas totais apresentaram um aumento de 0,37 p.p., decorrente do aumento na agressividade de perdas comerciais (não técnicas) ocasionada pelo COVID19.



A ENEL Distribuição São Paulo 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.

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se: (i) Inspeções de fraude: tem por objetivo 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: tem por objetivo 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; (iii) Regularização de ligações informais (clandestinas): Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares, e, (iv) Redução de perdas administrativas: o objetivo dessa iniciativa é identificar as oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento no 2T21.

Arrecadação

O índice de arrecadação da companhia atingiu 100,07% no 2T21 contra 94,58% do mesmo período do ano anterior, com um aumento de 5,5 p.p., reflete, principalmente, o aumento de arrecadação com cobranças administrativas, resultado das ações adotadas pela Companhia para reduzir os níveis de inadimplência. Além disso, a Companhia tem atuado no sentido de mitigar os impactos da Resolução Normativa 878/20 da ANEEL, que suspendeu temporariamente os cortes de energia, medida mais efetiva no combate a inadimplência, para a classe residencial e atividades consideradas essenciais. Para tal, foram realizadas ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar 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)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	6.666.710	5.156.210	29,3%	6.661.089	0,1%	13.327.799	10.965.217	21,5%
Deduções à Receita Operacional	(2.355.521)	(1.819.930)	29,4%	(2.328.636)	1,2%	(4.684.157)	(3.965.827)	18,1%
Receita Operacional Líquida	4.311.189	3.336.280	29,2%	4.332.453	-0,5%	8.643.642	6.999.390	23,5%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (3)	(3.800.002)	(3.265.680)	16,4%	(3.908.891)	-2,8%	(7.708.893)	(6.563.176)	17,5%
EBITDA	672.557	236.159	184,8%	585.259	14,9%	1.257.816	768.778	63,6%
Margem EBITDA	15,6%	7,1%	120,4%	13,5%	15,5%	14,6%	11,0%	3,6 p.p.
EBIT	511.187	70.600	624,1%	423.562	20,7%	934.749	436.214	114,3%
Margem EBIT	11,9%	2,1%	460,3%	9,8%	21,3%	10,8%	6,2%	4,6 p.p.
Resultado Financeiro	(192.325)	(156.626)	22,8%	(215.037)	-10,6%	(407.362)	(285.335)	42,8%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(108.656)	27.389	-496,7%	(71.988)	50,9%	(180.644)	(54.285)	232,8%
Lucro (Prejuízo) Líquido	210.206	(58.637)	-458,5%	136.537	54,0%	346.743	96.594	259,0%
Margem Líquida	4,9%	-1,8%	-377,4%	3,2%	54,7%	4,0%	1,4%	190,7%
Margem Líquida ex-Receita de Construção	5,3%	-1,9%	-377,1%	3,4%	58,1%	4,3%	1,5%	192,1%
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	1,06	-0,30	-458,5%	0,69	0,54	1,76	0,49	259,0%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20 | (3) Não considera custo de construção, depreciação e amortização

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.605.522	2.175.600	19,8%	2.544.803	2,4%	5.150.325	4.911.162	4,9%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	517.944	384.151	34,8%	515.406	0,5%	1.033.350	830.406	24,4%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	2.381.029	1.960.284	21,5%	2.408.192	n.a	4.789.221	4.337.369	10,4%
(-) DIC / FIC / DMIC / DICRI	(15.700)	(175)	8871,4%	(25.230)	-37,8%	(40.930)	(15.658)	161,4%
Receita de Construção	362.624	284.609	27,4%	277.075	30,9%	639.699	486.670	31,4%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	105.899	101.565	4,3%	207.537	-49,0%	313.436	18.209	1621,3%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	3.351.796	2.730.434	22,8%	3.382.980	-0,9%	6.734.776	5.656.996	19,1%
Subvenção de Recursos da CDE	128.206	143.611	-10,7%	122.740	4,5%	250.946	238.889	5,0%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	485.310	133.134	264,5%	502.784	-3,5%	988.094	140.985	600,9%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	95.876	(26.569)	-460,9%	107.782	-11,0%	203.658	17.185	1085,1%
Total - Outras Receitas	709.392	250.176	183,6%	733.306	-3,3%	1.442.698	397.059	263,3%
Total - Receita Operacional Bruta	6.666.710	5.156.210	29,3%	6.661.089	0,1%	13.327.799	10.965.217	21,5%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

A receita operacional bruta da Enel Distribuição São Paulo totalizou R\$ 6,7 bilhões no 2T21, um aumento de 29,3% comparado ao 2T20. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 2T21, alcançou o montante de R\$ 6,30 bilhões, um aumento de R\$ 1.43 bilhão em relação ao 2T20, cujo montante foi de R\$ 4,87 bilhões. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- aumento de R\$ 554,5 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 (Ambiente de Contratação Livre);
- maior ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 352,2 milhões, devido, principalmente à maior constituição de ativo regulatório no período;
- aumento de atualização do Ativo Financeiro da Concessão em R\$ 122,4 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisados.

No acumulado do ano, a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 21,5%, ou R\$ 2,36 bilhões, em relação ao primeiro semestre de 2020, totalizando R\$ 13,3 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, nos 6M21, alcançou o montante de R\$ 12,69 bilhões, um aumento de R\$ 2,21 bilhões em relação aos 6M20, cujo montante foi de R\$ 10,48 bilhões.

Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes fatores:

- aumento de R\$ 654,8 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 (Ambiente de Contratação Livre);
- maior ativo e passivo financeiro setorial no período, em R\$ 847,1 milhões, devido, principalmente à maior constituição de ativo regulatório no período;
- aumento de atualização do Ativo Financeiro da Concessão em R\$ 186,5 milhões, por conta do maior volume de investimentos realizados na área de concessão no período analisados.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
ICMS	(1.043.040)	(847.714)	23,0%	(1.032.509)	1,0%	(2.075.549)	(1.881.125)	10,3%
PIS	(79.849)	(62.894)	27,0%	(84.121)	-5,1%	(163.970)	(143.490)	14,3%
COFINS	(368.070)	(289.862)	27,0%	(387.531)	-5,0%	(755.601)	(661.317)	14,3%
ISS	(37)	(41)	-9,8%	(36)	2,8%	(73)	(87)	-16,1%
Total - Tributos	(1.490.996)	(1.200.511)	24,2%	(1.504.197)	-0,9%	(2.995.193)	(2.686.019)	11,5%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(38.239)	(30.581)	25,0%	(39.298)	-2,7%	(77.537)	(64.510)	20,2%
Encargo Setorial CDE (3)	(529.162)	(559.888)	-5,5%	(653.878)	-19,1%	(1.183.040)	(1.119.775)	5,6%
TFSEE (4)	(4.977)	(4.738)	5,0%	(4.977)	0,0%	(9.954)	(9.476)	5,0%
Encargos do consumidor - PROINFA	(23.076)	(23.996)	-3,8%	(25.865)	-10,8%	(48.941)	(50.168)	-2,4%
Encargos do consumidor - CCRBT (5)	(269.071)	(216)	124469,9%	(100.421)	167,9%	(369.492)	(35.879)	929,8%
Total - Encargos Setoriais	(864.525)	(619.419)	39,6%	(824.439)	-0,9%	(1.688.964)	(1.279.808)	32,0%
Total - Deduções da Receita	(2.355.521)	(1.819.930)	29,4%	(2.328.636)	1,2%	(4.684.157)	(3.965.827)	18,1%

As deduções totalizaram R\$ 2,4 bilhões no 2T21, um incremento de 29,4%, ou R\$ 535,6 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- Aumento de 24,2% (R\$ 290,5 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e COFINS corrente, com aumentos de R\$ 195,3 milhões e R\$ 78,2 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 245,1 milhões nos encargos setoriais, principalmente na linha de Encargos do consumidor - CCRBT.

No 1S21, as deduções da receita totalizaram R\$ 4.684,2 milhões, contra R\$ 3.965,8 milhões no 1S20, aumento de 18,1% ou R\$ 718,3 milhões, atribuído aos seguintes fatores:

- Aumento de 11,5% (R\$ 309,2 milhões) no total de tributos, principalmente nas linhas de ICMS e COFINS corrente, com aumentos de R\$ 194,4 milhões e R\$ 114,3 milhões, respectivamente;
- Aumento de R\$ 333,6 milhões nos encargos setoriais, principalmente na linha de Encargos do consumidor - CCRBT.

Custos e Despesas operacionais

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

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Parcela A								
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(2.202.806)	(1.965.196)	12,1%	(2.078.135)	6,0%	(4.280.941)	(3.968.382)	7,9%
Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(650.531)	(307.868)	111,3%	(733.630)	-11,3%	(1.384.161)	(721.047)	92,0%
Total - Não Gerenciáveis	(2.853.337)	(2.273.064)	25,5%	(2.811.765)	1,5%	(5.665.102)	(4.689.429)	20,8%
Despesas Operacionais								
Pessoal	(134.430)	(169.902)	-20,9%	(267.746)	-49,8%	(402.176)	(353.964)	13,6%
Previdência Privada	(1.537)	(7.611)	-79,8%	(1.588)	-3,2%	(3.125)	(13.797)	-77,4%
Serviços de Terceiros	(205.570)	(157.370)	30,6%	(227.621)	-9,7%	(433.191)	(308.647)	40,4%
Material	(15.350)	(26.280)	-41,6%	(13.471)	13,9%	(28.821)	(53.976)	-46,6%
Depreciação e Amortização	(161.370)	(165.559)	-2,5%	(161.697)	-0,2%	(323.067)	(332.564)	-51,5%
PECLD (3)	(43.923)	(139.998)	-68,6%	(110.708)	-60,3%	(154.631)	(244.106)	-36,7%
Custo de Construção	(362.624)	(284.609)	27,4%	(277.075)	30,9%	(639.699)	(486.670)	-25,5%
Provisão para processos judiciais e outros	(14.212)	(23.152)	-38,6%	(12.915)	10,0%	(27.127)	(48.185)	-43,7%
Outras Despesas Operacionais	(7.649)	(18.135)	-57,8%	(24.305)	-68,5%	(31.954)	(31.838)	0,4%
Total - Despesas Operacionais (4)	(422.671)	(542.448)	-22,1%	(658.354)	-35,8%	(1.081.025)	(1.054.513)	2,5%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (4)	(3.276.008)	(2.815.512)	16,4%	(3.470.119)	-5,6%	(6.746.127)	(5.743.942)	17,4%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20 | (3) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (4) 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\$ 3,3 bilhões no 2T21, um aumento de R\$ 460,5 milhões em comparação com o 2T20. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

Aumento nos custos e despesas não-gerenciáveis (Parcela A), de R\$ 580,3 milhões: Os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 2,9 bilhões no 2T21, um aumento de 25,5% em comparação ao 2T20 (R\$ 2,3 bilhões). As principais variações devem-se, sobretudo, ao seguinte fator:

- Custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 111,3% ou R\$ 342,7 milhões, em comparação ao 2T20, decorrente, principalmente, de (i) maiores custos encargos com uso da rede básica, no valor de R\$ 114,8 milhões, em função, sobretudo, do reajuste anual das transmissoras; (ii) maiores Encargos do Serviço do Sistema, no valor de R\$ 152,6 milhões, principalmente pelo maior Encargo de Energia de Reserva (EER);
- Aumento de 12,1%, ou R\$ 237,6 milhões, na energia elétrica comprada para revenda no 2T21 em comparação ao mesmo período do ano anterior, justificado principalmente pelo aumento no risco hidrológico.

Redução no grupo de despesas operacionais (custos gerenciáveis), de R\$ 119,8 milhões, ou 22,1% no 2T21 em comparação ao 2T20, excluindo custo de construção e depreciação e amortização. Esse aumento deve-se, principalmente ao:

- Redução de R\$ 35,5 milhões relacionadas à despesa com Pessoal, como reflexo da provisão para reestruturação organizacional;
- Redução de R\$ 96,1 milhões relacionado à Provisão Esperada de Crédito de Liquidação Duvidosa ("PECLD"), relacionado ao envelhecimento da dívida das classes residencial e comercial;
- Redução em R\$ 10,9 milhões na rubrica de materiais, devido a um alto gasto relacionado à compra de equipamentos de proteção individual para a pandemia do Covid-19 em 2020.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de R\$ 48,2 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.

No acumulado do ano, os custos do serviço e despesas operacionais, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 6,7 bilhões nos 6M21, um aumento de R\$ 1 bilhão em comparação com os 6M20. Esses efeitos são resultado principalmente, das seguintes variações:

- Aumento dos custos não-gerenciáveis em R\$ 975,7 milhões que totalizaram R\$ 5.665,1 milhões, resultado 20,8% superior ao registrado nos 6M20.
- Aumento dos custos gerenciáveis em R\$ 26,5 milhões que totalizaram R\$ 1.081,0 milhões, resultado 2,5% superior ao registrado no 6M20.

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)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	210.206	(58.637)	-458,5%	136.537	54,0%	346.743	96.594	259,0%
(+) Tributos sobre o Lucro	108.656	(27.389)	-496,7%	71.988	50,9%	180.644	54.285	232,8%
(+) Resultado Financeiro	192.325	156.626	22,8%	215.037	-10,6%	407.362	285.335	42,8%
(=) EBIT	511.187	70.600	624,1%	423.562	20,7%	934.749	436.214	114,3%
(+) Depreciações e Amortizações	161.370	165.559	-2,5%	161.697	-0,2%	323.067	332.564	-2,9%
(-) EBITDA	672.557	236.159	184,8%	585.259	14,9%	1.257.816	768.778	63,6%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21 | (2) Variação entre 6M21 e 6M20

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Atualização Monetária sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	45.797	18.926	142,0%	50.873	-10,0%	96.670	47.664	102,8%
Subvenções governamentais	661	834	-20,7%	699	-5,4%	1.360	1.712	-20,6%
Atualização de Créditos Tributários	186	216	-13,9%	86	116,3%	272	478	-43,1%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	5.519	5.367	2,8%	4.682	17,9%	10.201	13.887	-26,5%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	16.648	8.243	102,0%	1.667	898,7%	18.315	22.154	-17,3%
Atualização Monetária Swap - Debêntures	27.750	(7.820)	n.a	20.977	n.a	48.727	4.241	n.a
Ajuste ao valor de mercado Swap - Derivativos e Debentures	10.502	-		51.153		61.655	-	
Juros Swap - Debentures	843			3.162		4.005		
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	120	1.098	n.a	218	n.a	338	4.563	n.a
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	9.456	2.322	307,2%	6.410	47,5%	15.866	6.205	155,7%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(3.149)	(1.688)	86,6%	(3.079)	2,3%	(6.228)	(4.136)	50,6%
Total - Receitas Financeiras	118.736	35.033	238,9%	136.848	-13,2%	258.847	111.197	132,8%
Despesas Financeiras								
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(49.377)	(37.885)	30,3%	(41.950)	17,7%	(91.327)	(83.332)	9,6%
Variação monetária - Debêntures	(87.033)	4.133	-460,2%	(134.002)	32,3%	(221.035)	(9.662)	1018,5%
Juros Swap - Empréstimos Moeda Estrangeira	(6.818)		n.a.	(2.300)	196,4%	(9.118)		n.a
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(4.221)	(5.151)	-18,1%	(4.349)	-2,9%	(8.570)	(10.624)	-19,3%
Subvenções governamentais	(662)	(834)	-20,6%	(699)	-5,3%	(1.361)	(1.712)	-20,5%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	(2.957)	(3.790)	-22,0%	(2.207)	34,0%	(5.164)	(6.753)	-23,5%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	4.716	778	506,2%	1.072	339,9%	5.788	1.875	208,7%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(7.538)	(8.148)	-7,5%	(7.819)	-3,6%	(15.357)	(15.865)	-3,2%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(16.379)	(14.574)	12,4%	(21.894)	-25,2%	(38.273)	(18.465)	107,3%
Atualização Monetária - energia livre	(490)	(454)	7,9%	(301)	62,8%	(791)	(1.109)	-28,7%
Atualização Acordo Eletrobras	(9.989)	(12.940)	-22,8%	(7.663)	30,4%	(7.652)	(30.134)	-41,4%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(117.182)	(103.304)	13,4%	(117.182)	0,0%	(234.364)	(206.609)	13,4%
Comissão de fiança - partes relacionadas	(1.079)	(1.080)	-0,1%	(1.061)	1,7%	(2.140)	(2.176)	-1,7%
Outras Despesas Financeiras	(13.834)	(6.234)	121,9%	(14.775)	-6,4%	(28.809)	(9.035)	216,6%
Total - Despesas Financeiras	(312.843)	(189.483)	65,1%	(355.130)	-11,9%	(667.973)	(393.601)	69,7%
Variações Cambiais	1.292	(2.630)	-149,1%	(319)	-505,0%	973	(4.040)	n.a
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(192.815)	(156.626)	23,1%	(218.601)	-11,8%	(408.153)	(285.335)	43,0%

A Companhia registrou no 2T21 um resultado financeiro negativo de R\$ 192,3 milhões, montante R\$ 35,7 milhões superior ao resultado financeiro negativo de R\$ 156,6 milhões reconhecido no 2T20.

A principal variação observada nas rubricas de despesas financeiras no 2T21 foi o aumento de R\$ 991,24,7 milhões na linha de Variação monetária – Debêntures. Esse efeito foi parcialmente compensado pelas seguintes variações na Receita Financeira: (i) aumento de R\$ 26,9 milhões na linha de Atualização Monetária sobre as Contas de Energia Elétrica em Atraso, ou equivalente à 142% acima do mesmo período do ano anterior; e (ii) aumento de R\$ 35,6 milhões na linha de Atualização Monetária Swap – Debêntures, em relação ao mesmo período do ano de 2020.

Tributos (IR/CSLL)

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

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(25.054)	22.204	-212,8%	(7.959)	n.a	(33.013)	-	n.a
Contribuição Social Diferida	(22.129)	1.372	n.a	(16.950)	n.a	(39.079)	(14.370)	171,9%
Imposto de Renda Diferido	(61.473)	3.813	n.a	(47.079)	n.a	(108.552)	(39.915)	172,0%
Total	(108.656)	27.389	n.a	(71.988)	n.a	(180.644)	(54.285)	232,8%

No 2T21, as despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) totalizaram R\$ 108,7 milhões, uma redução de R\$ 136,0 milhões em relação ao 2T20, explicado pelo aumento da base de cálculo desses tributos.

Endividamento

Indicadores de Endividamento

INDICADORES DE ENDEVIDAMENTO (R\$ mil)

	2T21	2T20	Var. % (1)	1T21	Var. % (2)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	5.962.245	4.464.313	33,6%	5.154.819	15,7%
(-) Disponibilidades	(975.291)	(1.056.163)	-7,7%	(846.619)	15,2%
Dívida Líquida	4.986.954	3.408.150	46,3%	4.308.200	15,8%
EBITDA (3)	3.191.336	2.223.898	43,5%	2.754.943	15,8%
Dívida Bruta/EBITDA	1,87	2,01	-6,93%	1,87	-7,40%
Dívida Líquida/EBITDA	1,56	1,53	1,97%	1,56	27,30%
Dívida Bruta/(Dívida Bruta+PL)	0,66	0,54	41,76%	0,67	15,17%
Dívida Líquida/(Dívida Líquida + PL)	0,62	0,48	54,87%	0,63	33,71%

(1) Variação entre 2T21 e 1T21; (2) Variação entre 2T21 e 2T20; (3) EBITDA = Resultado Operacional + Depreciação e amortização (12 meses)

A Dívida Bruta¹ da Companhia encerrou o 2T21 em R\$ 5.962 milhões, um aumento de R\$ 510 milhões em relação ao 4T20. Essa variação deve-se principalmente às novas captações no montante de R\$ 2.299 milhões, sendo R\$ 1.549 milhões referentes à empréstimos na modalidade de 4131 para capital de giro, R\$ 720 milhões referentes a emissão da 25ª emissão de debêntures e R\$ 30 milhões referente ao novo desembolso do empréstimo financeiro 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\$ 160 milhões, parcialmente compensadas por liquidações de dívidas no valor total de R\$ 1.954 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 29 milhões.

Em relação às liquidações realizadas no período 2T21, destacam-se a liquidação do contrato da Fundação CESP (Vivest), no montante de R\$ 1.028 milhões em maio de 2021, as liquidações de operações na modalidade de 4131 + SWAP com o banco Tokio, Scotiabank e BNP em março e abril de 2021 no montante de R\$ 875 milhões, somados aos pagamento de juros da 23ª e 24ª emissão de debêntures realizados nos meses de março e maio no montante de R\$ 43 milhões.

As disponibilidades fecharam o 2T21 em R\$ 975 milhões, ante R\$ 2.134 milhões no 4T20, uma redução de R\$ 1.159 milhões devido principalmente ao aumento do custo de energia efeito de maior risco hidrológico somado ao pagamento de dividendos. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.987 milhões no 2T21, um aumento de R\$ 1.670 milhões em relação ao saldo de R\$ 3.317 milhões do 4T20.

A Companhia encerrou o 2T21 com o custo médio da dívida no período de 6,22% a.a., ou CDI + 3,49% a.a e prazo médio de pagamento de 3,33 anos, considerando a operação com Fundação CESP. Desconsiderando a dívida com a Fundação CESP tem-se um custo médio de 3,80% a.a., ou CDI + 1,14% a.a.

Índices Financeiros - Covenants

Conforme descrito nas Notas Explicativas nº 14 e 15 das Demonstrações Contábeis referentes ao 2T21, 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 30 de junho de 2021. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido nas debêntures de emissão da companhia (23ª, 24ª e 25ª emissão).

INDICADORES FINANCEIROS (R\$ mil)

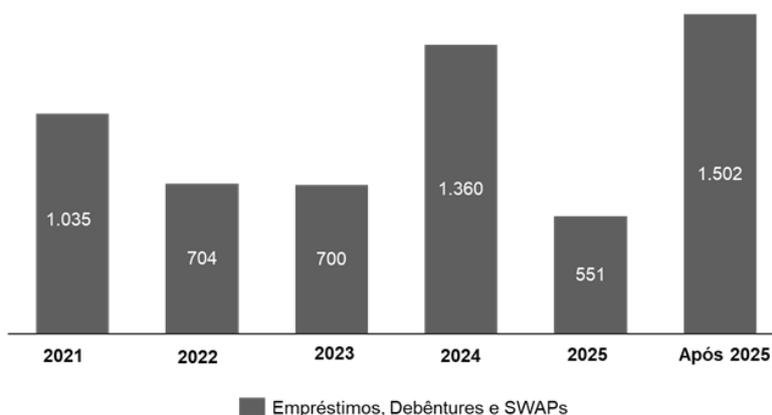
	2T21
Empréstimos, Financiamentos, Deb. e Derivativos	5.962.245
Fundo de Pensão	(356.231)
(-) Disponibilidades	(975.291)
Dívida Líquida	4.630.723
EBITDA (1) (12 meses)	3.191.336
(+)PDD	220.043
(+)Contingências	60.448
(+)Despesas com Funesp (últimos 12 meses)	(456.421)
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	19.591
EBITDA (12 meses) - Ajustado 24ª Emissão	3.034.997
(-) Impacto arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(53.108)
(-) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	(19.591)
EBITDA (12 meses) - Ajustado 23ª Emissão	2.962.298

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

Covenant Financeiro

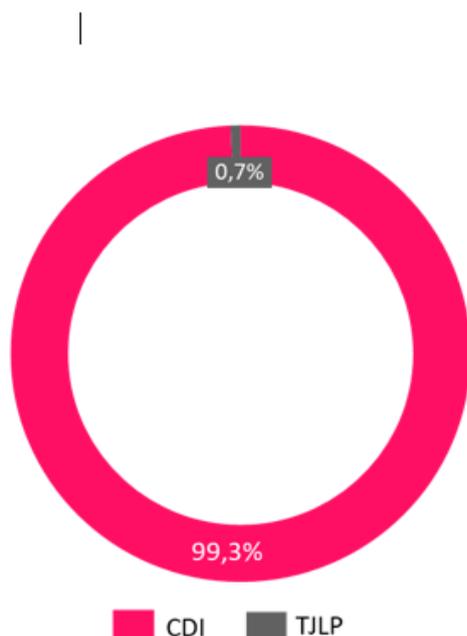
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 24ª e 25ª Debênture	1,53
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,56

Cronograma de Amortização (R\$ milhões)²

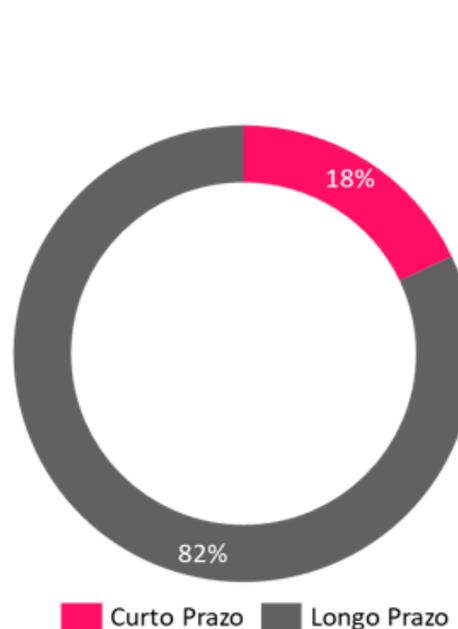


² Fluxo composto por amortização de principal e custos a amortizar.

Abertura da Dívida Bruta – Indexadores³



Abertura da Dívida Bruta – Curto/Longo Prazo³



Rating da Companhia³

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

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

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	2T21	2T20	Var. %	1T21	Var. % (1)	6M21	6M20	Var. % (2)
Manutenção	180.111	107.872	67,0%	133.719	34,7%	313.830	208.786	50,3%
Crescimento	112.374	87.206	28,9%	70.061	60,4%	182.435	141.753	28,7%
Novas Conexões	61.180	41.464	47,6%	43.949	39,2%	105.129	82.582	27,3%
Financiado pela Companhia	353.665	236.542	49,5%	247.730	42,8%	601.395	433.121	38,9%
Financiado pelo Cliente	10.726	6.210	72,7%	5.312	101,9%	16.038	10.948	46,5%
Total	364.391	242.752	50,1%	253.042	44,0%	617.433	444.069	39,0%

(1) Variação entre 2T21 e 1T201 (2) Variação entre 6M21 e 6M20

No 2T21, a Companhia investiu R\$ 364,4 milhões, montante 50,1% superior ao registrado no 2T20, alocados, principalmente, em atividades de manutenção e crescimento. Do total investido, R\$ 353,7 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 10,7 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Para manutenção, foram investidos R\$ 180,1 milhões, 67,0% superior ao investido no 2T20 (R\$ 107,9 milhões). Na parte de crescimento foram investimentos 112,4 milhões, 28,9% superior ao investido no 2T20 (R\$ 87,2 milhões), nas novas conexões foram investidos R\$ 61,2 milhões, 47,6% superior ao investido no 2T20 (R\$ 41,5 milhões) e para projetos financiados pelos clientes foram investidos R\$ 10,7 milhões, 72,7% superior ao investido no 2T20 (R\$ 6,2 milhões).

³ Quadro considera ratings válidos em 31 de Março de 2020.

Reajuste Tarifário Anual 2020

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 29 de junho, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2021 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2021.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +9,60% composto por reajuste econômico de +11,41% e componente financeiro de -1,81%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de +9,44%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	3,68%
Energia Comprada	0,92%
Encargos de Transmissão	-2,26%
Parcela A	2,34%
Parcela B	9,07%
Reajuste Econômico	11,41%
CVA Total	8,14%
Mecanismos de mitigação tarifária	-10,63%
Reversão Conta Covid	-0,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,27%
Reajuste Financeiro	-1,81%
Reajuste Total	9,60%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-0,17%
Efeito para o consumidor	9,44%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 3,11%, representando 2,34% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 3.640 milhões. Um aumento de 20,48%, representando 3,68% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento de 42,38% do encargo com a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE;
- Energia Comprada: R\$ 7.674 milhões. O aumento de 2,07% 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 0,92% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 1.767 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de -17,7%, correspondendo a um efeito de -2,26% no reajuste econômico. Destaca-se o reflexo do reperfilamento da remuneração dos ativos não depreciados referente a Rede Básica de Sistema Existente (RBSE) nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e as novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 36,91%, representando uma participação de 9,07% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 36,65%, no período de 12 meses findos em junho de 2021; e

- Fator X de -0,25 %, 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 1,05%; 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\$ 304,59 milhões, dentre os quais destacamos R\$ 1.369 milhões positivos referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), Neutralidade de Encargos Setoriais e da Parcela A de R\$ 18,80 milhões, Sobrecontratação de R\$ 114,11 milhões e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 832,64 milhões. Por fim, vale destacar que foi considerado um financeiro negativo relativo à conta Covid de -R\$ 98,75 milhões.

O reajuste tarifário médio de +9,44% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	3,67%
Baixa Tensão	11,38%
Efeito Médio	9,44%

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\$ 18,74/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 39,71/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 94,92/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 no ano de 2019 e no 1º semestre de 2020, foram reflexo das condições hidrológicas da época.

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.

As bandeiras tarifárias que vigoraram em 2020 e no 2º trimestre de 2021 podem ser observadas conforme quadros abaixo:

2020	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLDgatilho ¹ - R\$/MWh	291,00	185,56	57,23	39,68	39,68	DSP 1.511/20 - Suspensão do Sistema de Bandeiras					DSP 3.364/20 - Reativação	

1- PLDgatilho, acionamento das bandeiras tarifárias (fonte: ANEEL)

2021	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLDgatilho ¹ - R\$/MWh	213,42	136,72	127,36	92,88	203,88	251,84						

1- PLDgatilho, acionamento das bandeiras tarifárias (fonte: ANEEL)

Conta Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa nº885/2020). 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.

Para a Enel SP, o referido empréstimo é positivo, pois garante liquidez para o setor e alivia o impacto tarifário de 2020, pois os efeitos serão diluídos em 60 meses.

Em 19 de agosto, 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, com prazo de contribuição até 05/10.

Em 16 de dezembro, 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 de fevereiro de 2021. Vale destacar que em tal fase da consulta, a ANEEL também vai discutir a gradação do benefício do referido empréstimo, para alocação do spread bancário entre os consumidores e os distribuidores de energia elétrica.

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.