

Divulgação de Resultados

Earnings Release 1T21

Enel Distribuição Rio

Ampla Energia e Serviços S.A.

30 de abril de 2021

Relações com Investidores

Julia Freitas de Alcantara Nunes
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Isabel Regina Barroso de Alcantara
Responsável de Relações com Investidores

<https://www.enel.com.br/pt/investidores/enel-distribuicao-rio.html> | brasil.investorrelations@enel.com

Rio de Janeiro, 30 de abril de 2021 – A Ampla Energia e Serviços S.A. (“Enel Distribuição Rio” ou “Companhia”) [B3: CBEE3], distribuidora de energia elétrica, concessionária de serviço público federal, cuja área de concessão abrange 73% do território do estado do Rio de Janeiro, cobrindo 66 municípios, e possui 3,0 milhões de clientes, divulga o seu resultado do terceiro trimestre (“1T21”). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a Legislação Societária.

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.827	3.074	-8,0%	2.989	-5,4%
Receita Bruta (R\$ mil)	2.874.608	2.526.817	13,8%	2.739.374	4,9%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.794.979	1.557.672	15,2%	1.734.245	3,5%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	167.538	210.844	-20,5%	129.057	29,8%
Margem EBITDA (%)*	9,33%	13,54%	-4,21 p.p	7,44%	1,89 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	10,32%	15,82%	-5,50 p.p	7,93%	2,39 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	48.178	110.133	-56,3%	2.501	>100,0%
Margem EBIT (%)*	2,68%	7,07%	-4,39 p.p	0,14%	2,54 p.p
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	45.427	21.791	>100,0%	106.166	-57,2%
Margem Líquida	2,53%	1,40%	1,13 p.p	6,12%	-3,59 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	2,80%	1,64%	1,16 p.p	6,53%	-3,73 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	138.981	182.471	-23,8%	155.689	-10,7%
DEC (12 meses)*	10,24	11,92	-14,1%	11,24	-8,9%
FEC (12 meses)*	6,06	7,31	-17,1%	6,51	-6,9%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	93,59%	96,75%	-3,16 p.p	93,63%	-0,04 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	24,84%	21,95%	2,89 p.p	21,91%	2,93 p.p
Nº de Consumidores Totais*	2.995.369	2.950.447	1,5%	2.949.298	1,6%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	997	966	1,8%	983	1,4%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	293	353	-17,0%	267	9,7%
PMSO (4)/Consumidor*	122,82	64,95	89,1%	115,64	6,2%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	311	366	-15,0%	297	4,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.635	8.020	20,1%	9.946	-3,1%

(1)Variação entre 1T21 e 4T20, (2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Operacional

- Melhora de 14,1% do DEC no 1T21 para 10,24 horas, em comparação ao registrado no 1T20 (11,92 horas);
- Melhora no FEC de 17,1% no 1T21, totalizando 6,06 vezes, em comparação a 7,31 vezes registrado no 1T20.

Mercado

- Mercado total registrou 2.827GWh de volume de energia distribuída, uma redução de 8,0% com o valor registrado no 1T20, de 3.074GWh.

Regulatório

- Em 09 de março de 2021, a ANEEL homologou o reajuste tarifário da Enel Distribuição Rio, aplicado a partir de 15 de março de 2021. O resultado leva ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de +6,02%, sendo +10,38% para os consumidores conectados em alta tensão e +4,63% para os conectados em baixa tensão.

Financeiro

- EBITDA de R\$ 167,5 milhões no 1T21, 20,5% inferior em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 210,8 milhões).
- Lucro líquido de R\$ 45,4 milhões no 1T21, ante um lucro líquido de R\$ 21,8 milhões registrado no 1T20.

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Enel Distribuição Rio fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.615 km², o que corresponde, aproximadamente, a 73% do território do Estado do Rio de Janeiro. A base comercial da Companhia compreende a quase 3,0 milhões de unidades consumidoras e envolve uma população estimada de 7,1 milhões de habitantes.

	1T21	1T20	Var.%
Área de Concessão (km ²)	32.615	32.615	-
Habitantes (Qte.) (1)	7.063.585	6.999.860	0,9%
Consumidores (Unid.)	2.995.369	2.950.447	1,5%
Linhas de Distribuição (Km)	57.439	57.301	0,2%
Linhas de Transmissão (Km)	3.454	3.428	0,8%
Subestações (Unid.)	126	126	0,0%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.458	11.426	0,3%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	3,44%	3,45%	-0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,41%	2,38%	0,03 p.p



(1) Fonte: Para ambos os trimestres, utilizamos o resultado das estimativas da população divulgados anualmente pelo IBGE
(2) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADDEE
(3) Volume de Energia Brasil de acordo com a EPE

Mercado Bursátil

As ações da Companhia são negociadas na B3 – Brasil, Bolsa e Balcão. As cotações de fechamento do período são apresentadas a seguir.

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Ordinárias - ON (CBEE3)	16,09	15,00	7,3%	19,90	-19,1%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

A Enel Distribuição Rio é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

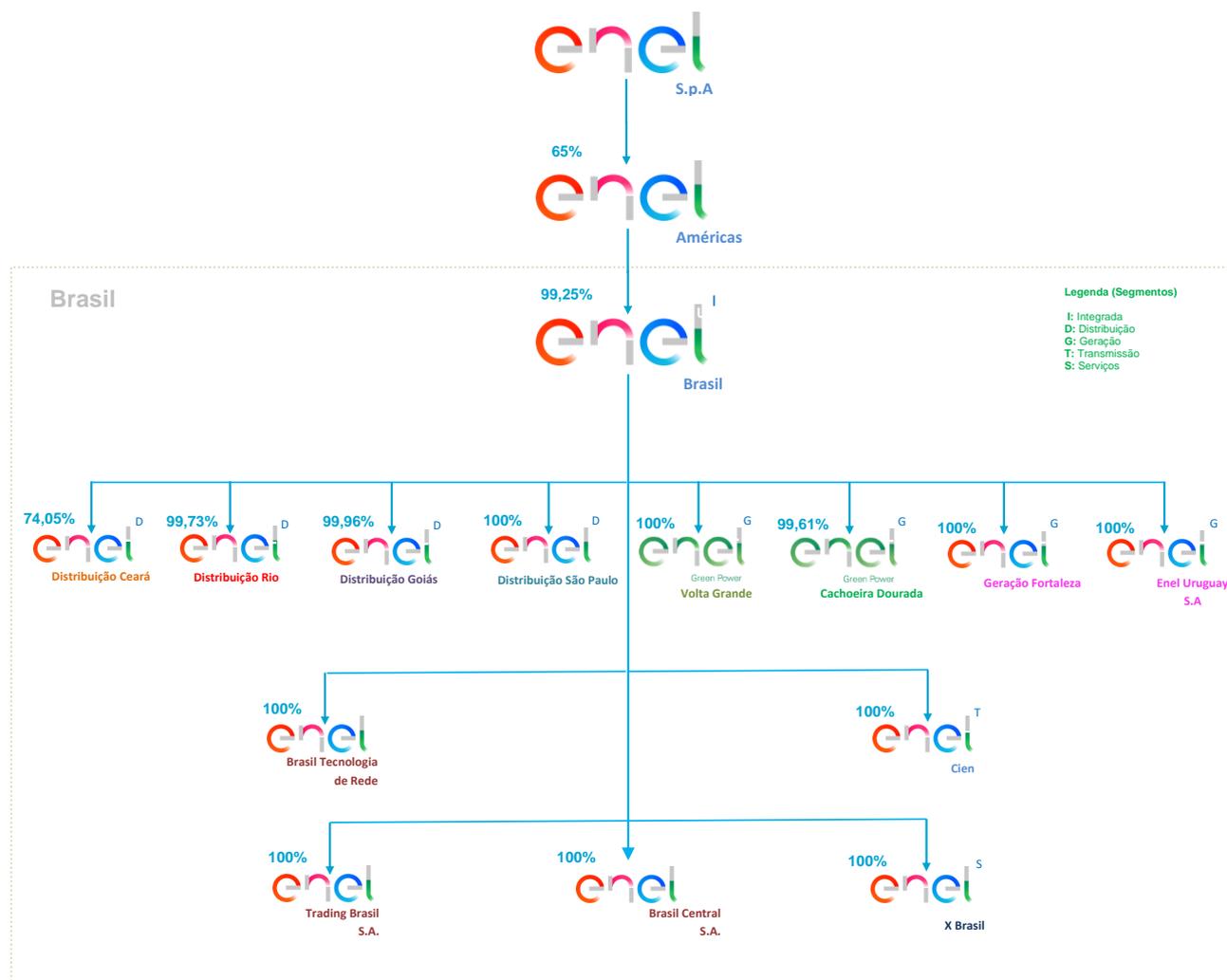
ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2021)

	ON (1)	%	TOTAL	%
Controladores	166.191.392	99,73%	166.191.392	99,73%
Enel Brasil	166.191.392	99,73%	166.191.392	99,73%
Não Controladores	442.934	0,27%	442.934	0,27%
Outros	442.934	0,27%	442.934	0,27%
Totais	166.634.326	100,00%	166.634.326	100,00%

(1) As ações ordinárias possuem *Tag Along* de 80%

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Posição em 31 de março de 2021



3

MERCADO DE ENERGIA

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.788.035	2.654.449	5,0%	2.744.683	5,0%
Residencial - Convencional	2.429.551	2.334.197	4,1%	2.390.848	1,6%
Residencial - Baixa Renda	141.527	99.457	42,3%	136.785	3,5%
Industrial	3.365	3.379	-0,4%	3.284	2,5%
Comercial	131.725	136.057	-3,2%	132.492	-0,6%
Rural	64.081	63.692	0,6%	63.642	0,9%
Setor Público	17.786	17.667	0,7%	17.632	0,9%
Cientes Livres	686	508	35,0%	674	1,8%
Industrial	132	117	12,8%	131	0,8%
Comercial	505	356	41,9%	503	0,4%
Setor Público	48	34	41,2%	39	23,1%
Residencial	1	1	-	1	-
Revenda	26	24	8,3%	24	8,3%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	2.788.747	2.654.981	5,0%	2.745.381	1,6%
Consumo Próprio	335	316	6,0%	305	9,8%
Consumidores Ativos Não Faturados	206.287	295.150	-30,1%	203.612	1,3%
Total - Número de Consumidores	2.995.369	2.950.447	1,5%	2.949.298	1,6%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A Companhia encerrou o 1T21 com um aumento de 5,0% no número de consumidores efetivos faturados em relação ao registrado no 1T20, principalmente, pelo aumento nas classes residenciais, reflexo do crescimento vegetativo da área de concessão. Se considerados os consumidores não faturados e consumo próprio, o total de consumidores apresentou aumento de 1,5% entre períodos. No 1T21 os investimentos voltados para conexão de

novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 56,2 milhões, 6,4% inferior ao montante investido no 1T20.

Venda de Energia na Área de Concessão

A venda de energia em nossa área de concessão, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 1T21 em 2.827 GWh, uma redução de 8,0% em relação ao volume de energia vendido e transportado no 1T20.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.259	2.274	-0,7%	2.133	5,9%
Clientes Livres	483	677	-28,7%	725	-33,4%
Revenda	84	123	-31,7%	131	-35,9%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.827	3.074	-8,0%	2.989	-5,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Residencial - Convencional	1.401	1.309	7,0%	1.261	11,1%
Residencial - Baixa Renda	66	48	37,5%	63	4,8%
Industrial	36	51	-29,4%	43	-16,3%
Comercial	405	486	-16,7%	407	-0,5%
Rural	45	44	2,3%	44	2,3%
Setor Público	305	336	-9,2%	315	-3,2%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.259	2.274	-0,7%	2.133	5,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

No 1T21, o total de venda de energia no mercado cativo apresentou uma redução de 0,7%, em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior. A variação é explicada principalmente pelo aumento no consumo na classe residencial baixa renda, devido à maior quantidade de consumidores cadastrados nessa classe em 2020, bem como maior quantidade de pessoas em regime de teletrabalho, decorrente da pandemia do Covid-19.

Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução do consumo nas classes industrial e comercial decorrente da atual pandemia do COVID-19, com a volta do *lockdown* em algumas cidades do Estado, e consequente agravamento do contexto econômico na área de concessão. Em adição, contribuiu a migração de clientes para o ambiente de contratação livre (“ACL”).

VENDA DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWH/CONS.)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Residencial - Convencional	577	561	2,9%	527	9,5%
Residencial - Baixa Renda	463	478	-3,1%	458	1,1%
Industrial	10.830	14.968	-27,6%	13.066	-17,1%
Comercial	3.078	3.575	-13,9%	3.070	0,3%
Rural	710	695	2,2%	695	2,2%
Setor Público	17.134	19.017	-9,9%	17.871	-4,1%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	810	769	5,3%	777	4,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	345	505	-31,7%	529	-34,8%
Comercial	110	137	-19,7%	155	-29,0%
Setor Público	28	34	-17,6%	40	-30,0%
Residencial	0	1	-100,0%	1	-100,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	483	677	-28,7%	725	-33,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA PARA OS CLIENTES LIVRES (KWH/CONS.)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Industrial	2.613	4.317	-39,5%	4.038	-35,3%
Comercial	218	385	-43,4%	308	-29,2%
Setor Público	585	1.004	-41,7%	1.018	-42,5%
Residencial	309	1.024	-69,8%	1.109	-72,1%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	705	1.333	-47,1%	1.075	-34,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A redução de 47,1% no transporte de energia per capita para os clientes livres no trimestre, sobretudo nas classes industrial e comercial, foi resultado, principalmente, da contração da atividade econômica resultante da pandemia do COVID-19, conforme descrito anteriormente. Além disso, ocorreu uma adequação no procedimento de faturamento, que passou a ser realizado nos primeiros dias do mês seguinte à leitura. Anteriormente, o processo de leitura e faturamento eram realizados no mesmo mês. Apesar da redução do consumo per capita, se considerados o consumo lido mas não faturado no mês de março, a Companhia registrou um aumento no total de volume de energia distribuída para clientes livres.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Itaipu	528	539	-2,0%	549	-3,8%
Angra I e II	101	101	-	102	-1,0%
PROINFA	43	49	-12,2%	60	-28,3%
Leilão e Quotas	2.586	2.641	-2,1%	2.490	3,9%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.258	3.331	-2,2%	3.201	1,8%
Liquidação na CCEE	224	(18)	<-100,0%	(37)	<-100,0%
Total - Compra de Energia	3.483	3.313	5,1%	3.164	10,1%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Balanço de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	4.184	3.952	5,9%	3.853	8,6%
Energia distribuída (GWh)	2.832	3.080	-8,1%	2.994	-5,4%
Residencial - Convencional	1.401	1.309	7,0%	1.261	11,1%
Residencial - Baixa Renda	66	48	37,5%	63	4,8%
Industrial	36	51	-29,4%	43	-16,3%
Comercial	405	486	-16,7%	407	-0,5%
Rural	45	44	2,3%	44	2,3%
Setor Público	305	336	-9,2%	315	-3,2%
Clientes Livres	483	677	-28,7%	725	-33,4%
Revenda	84	123	-31,7%	131	-35,9%
Consumo Próprio	5	5	-	5	-
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	1.352	872	55,0%	860	57,2%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	32,3%	22,1%	10,3 p.p	22,3%	10,0 p.p

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

As perdas na distribuição no 1T21 foram impactadas pela REN Aneel 863/2019, que tornou necessário um ajuste de processo e postergação no faturamento destes clientes, uma vez que o índice de perdas é calculado com base na quantidade de energia faturada do cliente.

INDICADORES OPERACIONAIS

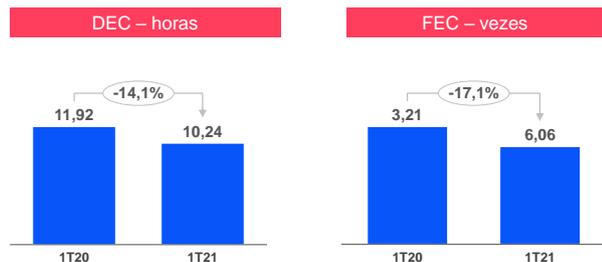
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	10,24	11,92	-14,1%	11,24	-8,9%
FEC 12 meses (vezes)	6,06	7,31	-17,1%	6,51	-6,9%
Perdas de Energia 12 meses (%)	24,84%	21,95%	2,89 p.p	21,91%	2,93 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	93,59%	96,75%	-3,16 p.p	93,63%	0,04 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	293	353	-17,0%	267	9,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	311	366	-15,1%	297	4,8%
PMSO (1)/Consumidor	122,82	64,95	89,1%	115,64	6,2%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.635	8.020	20,1%	9.946	-3,1%

(1) Variação entre 1T21 e 4T19 | (2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

* Valores não auditados pelos auditores independentes

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. Os indicadores DEC e FEC apresentaram significativa evolução no 1T21 em relação ao 1T20, com redução na ordem de 14,1% e 17,1% respectivamente. Esta melhoria na qualidade do sistema tem como principal reflexo o resultado dos investimentos em automação e telecomandos realizados nos últimos anos.

A Enel Distribuição Rio investiu R\$ 28,1 milhões em adequação à carga e qualidade do sistema no 1T21.

Disciplina de Mercado*



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram 24,84% no 1T21, um aumento 2,89 p.p. em relação às perdas registradas no 1T21, de 21,95%. As maiores perdas estão concentradas principalmente nas chamadas áreas de risco, regiões onde a Companhia tem dificuldades operativas, e que apresentam maior nível de furto e desperdício de energia.

As perdas foram impactadas pela REN Aneel 863/2019, que obrigou as distribuidoras a faturar os clientes do Grupo A conforme calendário cível a partir de janeiro de 2021. Isso tornou necessário um ajuste de processo e postergação no faturamento destes clientes, o que contribuiu com o maior valor registrado, uma vez que o índice de perdas é calculado com base na quantidade de energia faturada do cliente.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Rio mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita, principalmente na recuperação do seu ciclo comercial, com projetos com foco na recuperação de clientes cortados, mapeamento e conexão consumidores clandestinos, redução de passivos em manutenção de equipamentos de medição e melhorias nos processos de leitura, reduzindo a quantidade de clientes faturados por média e mínimo. Nas ações de combate a fraudes de energia, a empresa aumentou em 30% o volume de ações de fiscalizações de medições que serão executadas durante o ano de 2021, com objetivo de identificar e corrigir possíveis perdas de energia advindas de fraudes e avarias de equipamentos de medição.

No 1T21, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 24,8 milhões*.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

5 **DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO**

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	2.874.608	2.526.817	13,8%	2.739.374	4,9%
Deduções à Receita Operacional	(1.079.629)	(969.145)	11,4%	(1.005.129)	7,4%
Receita Operacional Líquida	1.794.979	1.557.672	15,2%	1.734.245	3,5%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.746.801)	(1.447.539)	20,7%	(1.731.744)	0,9%
EBITDA(2)*	167.538	210.844	-20,5%	129.057	29,8%
Margem EBITDA*	9,33%	13,54%	-4,21 p.p	7,44%	1,89 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	10,32%	15,82%	-5,50 p.p	7,93%	2,39 p.p
EBIT(3)*	48.178	110.133	-56,3%	2.501	>100,0%
Margem EBIT*	2,68%	7,07%	-4,39 p.p	0,14%	2,54 p.p
Resultado Financeiro	20.438	(76.745)	<-100,0%	77.304	-73,6%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(23.189)	(11.597)	100,0%	26.361	<-100,0%
Lucro Líquido	45.427	21.791	>100,0%	106.166	-57,2%
Margem Líquida	2,53%	1,40%	1,13 p.p	6,12%	-3,59 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	2,80%	1,64%	1,16 p.p	6,53%	-3,73 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,27	0,13	>100,0%	0,64	-57,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Fornecimento de Energia	2.375.600	2.073.395	14,6%	2.085.223	13,9%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(10.312)	(11.688)	-11,8%	(7.920)	30,2%
Subvenção baixa renda	12.092	9.157	32,1%	11.574	4,5%
Subvenção de recursos da CDE	54.748	56.807	-3,6%	62.181	-12,0%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.432.128	2.127.671	14,3%	2.151.058	13,1%
Ativos e passivos financeiros setoriais	131.270	(49.640)	<-100,0%	239.954	-45,3%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	150.921	199.176	-24,2%	214.749	-29,7%
Receita de Construção	171.684	224.943	-23,7%	107.241	60,1%
Outras Receitas	(11.395)	24.667	<-100,0%	26.372	<-100,0%
Total - Receita Operacional Bruta	2.874.608	2.526.817	13,8%	2.739.374	4,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Rio teve um aumento de 13,8% (R\$ 347,8 milhões) no 1T21 em relação ao 1T20. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia alcançou o montante de R\$ 2,7 bilhões no 1T21, o que representa um aumento de 17,4% (R\$ 401,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 2,3 bilhões. Este resultado é devido, principalmente, aos seguintes efeitos:

- Efeito positivo pelo aumento no fornecimento de energia em R\$ 302,2 milhões, como resultado do maior volume de energia distribuída no mercado cativo (2.259GWh no 1T21 contra 2.034 GWh no 1T20), além do maior mix tarifário, que elevou, em 2020, o efeito médio percebido pelos consumidores em 2,71%;
- Aumento de 32,1%, ou R\$ 2,9 milhões em receita oriunda de subvenção baixa renda, relacionado às medidas aplicadas pelo governo para mitigação dos impactos da pandemia;
- Aumento em ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 180,9 milhões, como resultado de constituição de ativo regulatório no período;

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo(a):

- Redução de 24,2% (R\$ 48,3 milhões) na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres – revenda), decorrente da nova sistemática de faturamento dos clientes livres que passou a ser faturado no mês seguinte, apresentando um incremento na receita não faturada do mês anterior. Isso levou a um aumento da receita não-faturada em R\$ 196,6 milhões.

- Redução de R\$ 36 milhões em outras receitas, em função de maior repasse do montante faturado via bandeira tarifária, impactados pela vigência da bandeira amarela, no 1T21, em contraponto à bandeira verde, que vigorava no 1T20 (exceto em janeiro/20, quando estava vigente a bandeira amarela).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
ICMS	(639.767)	(591.206)	8,2%	(596.445)	7,3%
PIS	(45.764)	(38.654)	18,4%	(43.525)	5,1%
COFINS	(210.791)	(178.042)	18,4%	(200.479)	5,1%
ISS	(1.225)	(1.005)	21,9%	(1.026)	19,4%
Total - Tributos	(897.547)	(808.907)	11,0%	(841.475)	6,7%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(163.670)	(144.994)	12,9%	(145.409)	12,6%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(16.200)	(13.218)	22,6%	(16.096)	0,6%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSSE	(2.212)	(2.026)	9,2%	(2.149)	2,9%
Total - Encargos Setoriais	(182.082)	(160.238)	13,6%	(163.654)	11,3%
Total - Deduções da Receita	(1.079.629)	(969.145)	11,4%	(1.005.129)	7,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

As deduções da receita no 1T21 registraram aumento de 11,4%, R\$ 110,5 milhões em comparação com o 1T20. Os principais efeitos são apresentados a seguir: (i) o aumento de 11,0% (R\$ 88,6 milhões) no total de tributos, decorrente sobretudo do aumento da base de cálculo de ICMS, PIS e COFINS; e (ii) aumento de 13,6% (R\$ 21,8 milhões) em Encargos Setoriais, derivados sobretudo pelo aumento de R\$ 18,7 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético, "CDE", em função do ajuste no valor das quotas de arrecadação homologado pelo regulador.

Custos e Despesas Operacionais

No segmento de distribuição de energia, de acordo com a ANEEL, a estrutura de custos e despesas operacionais é dividida entre (i) Parcela A (chamados de aqui custos não gerenciáveis pela distribuidora) e (ii) Parcela B (que representam os custos gerenciáveis pela distribuidora).

Na Parcela A, ou custos não-gerenciáveis, estão inclusos os custos de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição e sua depreciação.

A seguir, estão demonstrados os Custos e Despesas Operacionais da Companhia, segregados entre gerenciáveis e não-gerenciáveis.

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(791.740)	(708.993)	11,7%	(855.581)	-7,5%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(191.308)	(143.156)	33,6%	(190.731)	0,3%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(105.954)	(1.171)	>100,0%	(75.356)	40,6%
Total - Não gerenciáveis	(1.089.002)	(853.320)	27,6%	(1.121.668)	-2,9%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(47.517)	(38.844)	22,3%	(32.038)	48,3%
Material e Serviços de Terceiros	(131.687)	(134.689)	-2,2%	(124.725)	5,6%
Depreciação e Amortização	(119.360)	(100.711)	18,5%	(126.556)	-5,7%
Custo de Desativação de Bens	-	(12.316)	-100,0%	(36.100)	-100,0%
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(91.476)	(44.878)	>100,0%	(126.795)	-27,9%
Custo de Construção	(171.684)	(224.943)	-23,7%	(107.241)	60,1%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(22.616)	(27.991)	-19,2%	(1.233)	>100,0%
Recuperação de Perdas	-	13.882	-100,0%	-	-
Perda de recebíveis de clientes	(39.805)	(19.679)	>100,0%	(35.617)	11,8%
Receita de multa por impuntualidade de clientes	1.129	20.348	-94,5%	867	30,2%
Outras receitas/despesas operacionais	(34.783)	(24.398)	42,6%	(20.638)	68,5%
Total - Gerenciáveis	(657.799)	(594.219)	10,7%	(610.076)	7,8%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.746.801)	(1.447.539)	20,7%	(1.731.744)	0,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Os custos e despesas operacionais no 1T21 tiveram um incremento de 20,7% (R\$ 299,3 milhões) em relação ao 1T20. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia alcançaram o montante de R\$ 1,6 bilhão no 1T21, o que representa um aumento de 28,8% (R\$ 352,5 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior.

Custos e Despesas Não Gerenciáveis, totalizaram R\$ 1,1 bilhão, montante 27,6% (R\$ 235,7 milhões) superior ao registrado no 1T20 (R\$ 853,3 milhões). Os principais efeitos foram:

- aumento na rubrica Energia Elétrica Comprada para Revenda (R\$ 82,7 milhões) decorrente, principalmente, de maiores custos com energia comprada de Itaipu, resultado, sobretudo, da variação cambial no período, além do aumento de custo das Cotas (Lei nº 12.783/2013), e de maior custo com risco hidrológico registrado no trimestre;
- aumento de R\$ 48,2 milhões em custos com Encargos do Uso do Sistema de Transmissão, decorrente, principalmente, do reajuste anual das transmissoras que ocorre em julho/2020;
- aumento nos Encargos dos Serviços do Sistema (ESS), em um montante de R\$ 104,8 milhões, em função, sobretudo, de maior encargo por restrição operativa.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis, no 1T21, apresentaram aumento de R\$ 116,9 milhões, excluindo o efeito de custo de construção. As principais variações podem ser explicadas pelo:

- Aumento de R\$ 46,6 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em razão do efeito negativo provocado, substancialmente, pela Lei Estadual 8.769/20 que proibiu o corte de energia aos clientes inadimplentes;
- Aumento de R\$ 20,1 milhões em perda de recebíveis de clientes, devido, principalmente, ao aumento na baixa de recebíveis de clientes com faturas vencidas há mais de cinco anos, quando comparado ao mesmo período do ano anterior;
- Redução de R\$ 19,2 milhões em receita de multa por impontualidade de clientes, em razão da suspensão da cobrança de multas e juros em decorrência do Plano de Contingência da Secretaria do Estado de Saúde do Rio de Janeiro, como consequência da pandemia;
- Efeito *one-off*, de R\$ 13,9 milhões, registrado no 1T20, em razão da decisão judicial favorável à Companhia relativa à dívida com o Estado no ano de 1994 registrado em recuperação de perdas;
- Aumento de R\$ 10,4 milhões em outras despesas operacionais reflexo parcial do contrato de compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos, iniciado em março de 2020, conforme despacho Aneel nº 560/2020, além de despesas com laudos de medidores para identificação de falhas ou furtos e manipulação;
- Aumento de R\$ 8,7 milhões com despesas de pessoal, reflexo de constituição de provisão para reestruturação organizacional, parcialmente compensados por maior capitalização de custos de pessoal;

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 5,4 milhões na rubrica de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, em decorrência da menor quantidade de processos reconhecidos no período, em comparação com o mesmo período do ano anterior.

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 (Prejuízo) Líquido do Período	45.427	21.791	>100,0%	21.791	>100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 29)	23.189	11.597	100,0%	(26.361)	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro (NE 28)	(20.438)	76.745	<-100,0%	(77.304)	-73,6%
(=) EBIT	48.178	110.133	-56,3%	(81.874)	<-100,0%
(+) Depreciações e Amortizações	119.360	100.711	18,5%	126.556	-5,7%
(=) EBITDA	167.538	210.844	-20,5%	44.682	>100,0%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

Resultado Financeiro*

* Valores não auditados pelos auditores independentes

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicação Financeira	1.897	560	>100,0%	2.909	-34,8%
Juros e atualização financeira por impontualidade de clientes	8.528	15.976	-46,6%	4.160	>100,0%
Variação cambial	-	3.513	-100,0%	4.891	-100,0%
Receita de ativo indenizável	90.375	28.125	>100,0%	117.963	-23,4%
Variação cambial de dívida	233.043	-	-	183	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	-	3.635	-100,0%	(1.282)	-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	394.827	288.567	36,8%	(72.299)	<-100,0%
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	7.542	7.548	-0,1%	(3.704)	<-100,0%
Outras receitas financeiras	2.807	606	>100,0%	10.461	-73,2%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(488)	(979)	-50,2%	(753)	-35,2%
Total - Receitas Financeiras	738.531	347.551	>100,0%	62.529	>100,0%
Despesas financeiras					
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	(15.091)	-	-	-	-
Variação cambial de dívidas	(387.604)	(271.917)	42,5%	75.298	<-100,0%
Dívida - Marcação a mercado	(2.158)	(8.515)	-74,7%	-	-
Encargo de dívidas e mútuos	(32.755)	(29.517)	11,0%	(30.141)	8,7%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(21.210)	(61.624)	-65,6%	(10.370)	>100,0%
Encargo de fundo de pensão	(9.731)	(7.374)	32,0%	(8.027)	21,2%
Juros debêntures	(5.236)	(18.056)	-71,0%	(7.780)	-32,7%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(235.601)	(17.682)	>100,0%	10.321	<-100,0%
Outras despesas financeiras	(8.707)	(9.611)	-9,4%	(14.526)	-40,1%
Total - Despesas Financeiras	(718.093)	(424.296)	69,2%	14.775	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	20.438	(76.745)	<-100,0%	77.304	-73,6%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

O resultado financeiro líquido da Enel Distribuição Rio apresentou uma receita de R\$ 20,4 milhões, montante R\$ 97,2 milhões melhor que o registrado no 1T20, como consequência das seguintes variações relevantes: (i) maior receita de ativo indenizável no valor de R\$ 62,3 milhões, em razão, sobretudo, do reconhecimento dos efeitos da revisão tarifária e do aumento do IPCA que é utilizado para atualização desse ativo; (ii) redução de R\$ 40,4 milhões em atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhista, devido ao reconhecimento, no 1T20, da decisão, em segunda instância, da restituição do valor cobrado a maior (efeito cascata) de tarifas no período do congelamento de preços estabelecido pelo Governo na década de 80; (iii) menores despesas com juros de debêntures, em R\$ 12,8 milhões, conforme menor taxa de juros média do período¹.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela:

- Maior despesa com variação monetária líquida de ativos e passivos financeiros setoriais, em R\$15,1 milhões, devido ao menor saldo médio das CVA's ativas.

Tributos (IR/CSLL)

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

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
IR e CSLL - correntes	(63.442)	-	-	-	-
IR e CSLL - diferidos	40.253	(11.597)	<-100,0%	(26.932)	<-100,0%
Total	(23.189)	(11.597)	100,0%	(26.932)	-13,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 1T21 registraram uma redução de R\$ 11,6 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, devido ao aumento na base de cálculo desses tributos.

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

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	4.429.315	3.976.292	11,4%	4.278.639	3,5%
Dívida com Terceiros	2.605.661	2.974.633	-12,4%	2.211.517	17,8%
Dívida Intercompany	1.823.654	1.001.659	82,1%	2.067.122	-11,8%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	380.410	257.214	47,9%	696.241	-45,4%
Dívida líquida (R\$ mil)	4.048.905	3.719.078	8,9%	3.582.398	13,0%
Dívida Bruta / EBITDA ajustado (2)*	4,08	3,15	29,5%	4,06	0,5%
Dívida Líquida / EBITDA ajustado (2)*	3,73	2,95	26,4%	3,40	9,7%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,55	0,52	6,3%	0,54	1,4%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,53	0,50	1,9%	0,50	2,4%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20 | (2) EBITDA ajustado: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa + Recuperação/Perda de recebíveis de clientes + Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia aumentou R\$ 453 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) novas captações no montante de R\$ 2.480 milhões para capital de giro, dos quais R\$ 850 milhões referem-se a mútuos com sua controladora Enel Brasil, R\$ 750 milhões referem-se a mútuos com a Enel Financial International e R\$ 880 milhões a dívida bancária; (iii) provisão de encargos e variações monetária de R\$ 153 milhões; compensados parcialmente, por (iv) amortizações em torno de R\$ 2.094 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 138 milhões ocorridos entre os períodos.

A Enel Distribuição Rio encerrou o 1T21 com o custo médio de dívida no período de 3,64% a.a.*, ou CDI + 1,58 a.a.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 14 de setembro de 2020, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

Colchão de Liquidez*

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia possui limite de mútuo com partes relacionadas aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979/2018, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 1.700 milhões.

Devido às incertezas causadas pela pandemia do COVID19, que provocou alterações no planejamento financeiro para o ano de 2020 e 2021, com uma maior necessidade de financiamento para realização de investimentos e cobertura de capital de giro da Companhia, a Aneel aprovou a ampliação do limite de mútuo em R\$ 1.000 bilhão, através do despacho Nº 1.923 de 01 de julho de 2020 e, posteriormente, mais R\$ 600 milhões por meio do despacho Nº 902 de 30 de março de 2021, totalizando um montante de R\$ 3.300 milhões.

Da dívida intercompany, o montante de R\$ 1.066 milhões, refere-se a crédito com a controladora Enel Brasil cuja exigibilidade é flexível, podendo ser renegociado por prazo suficiente até que a Companhia demonstre capacidade financeira para liquidar essas dívidas sem comprometer seus índices de endividamento e capacidade de pagamento.

Índices Financeiros - Covenants

Conforme descrito nas Notas Explicativas nº 17 e 18 das Informações trimestrais referentes ao primeiro trimestre de 2021, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados com base em suas Demonstrações Contábeis Anuais, os quais foram atingidos em 31 de março de 2021. Segue abaixo o cálculo do *covenant* financeiro exigido na debênture de 10ª emissão da Enel Distribuição Rio.

Cálculo dos Indicadores Financeiros*

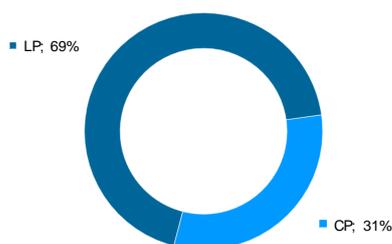
1T21

Lucro (prejuízo) Líquido	72.560
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	(38.488)
(-) Resultado Financeiro	(140.738)
(-) Provisões para Contingências	(17.887)
(-) Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	(361.989)
(-) Depreciação e Amortização	(454.131)
EBITDA 12 Meses	1.085.793
Empréstimos e Financiamentos	1.605.386
Debêntures	1.000.276
Mútuos com partes relacionadas (não subordinados)	1.448.409
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	267.768
(-) Aplicações Financeiras	112.642
(-) Depósito em garantias de financiamento	-
Dívida Financeira Líquida	3.673.661

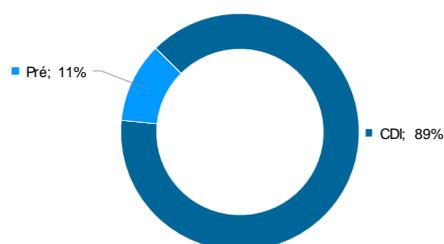
Covenant Financeiro

Dívida Fin. Líquida/EBITDA - Limite Máx. 3,50 **3,38**

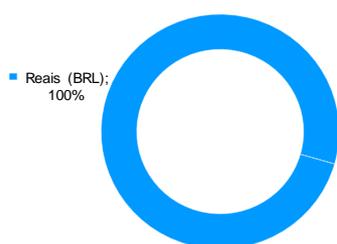
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Mar/21



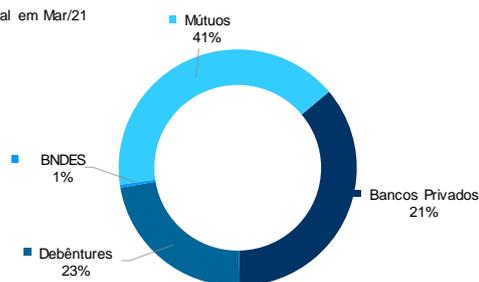
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Mar/21



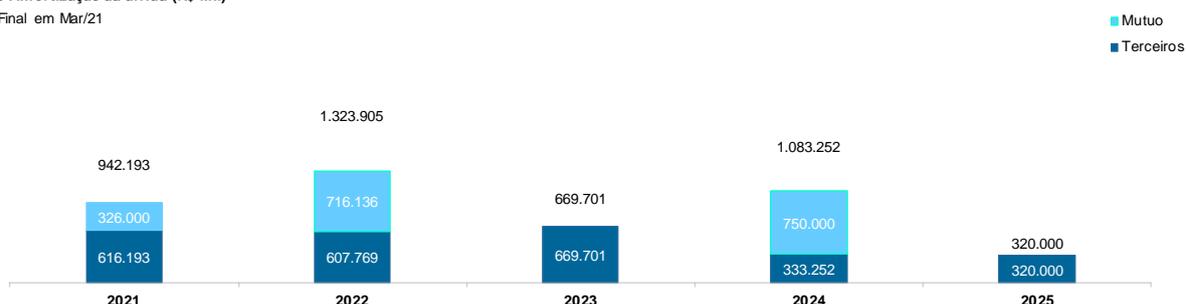
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Mar/21



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Mar/21

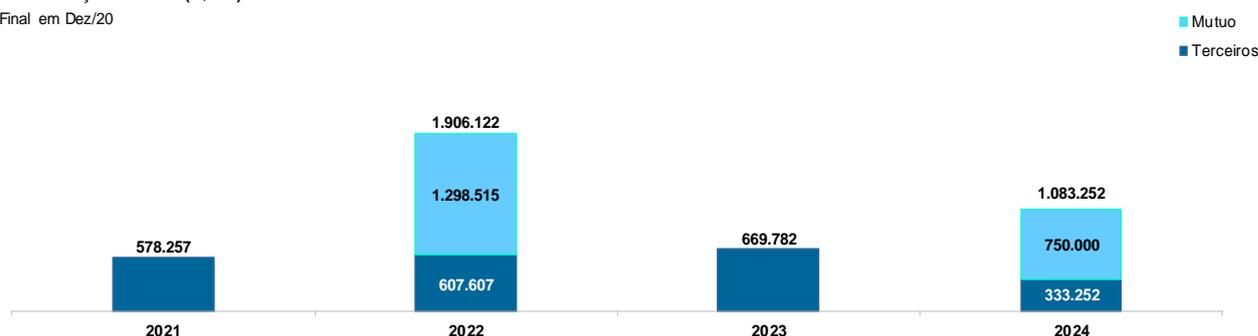


Curva de Amortização da dívida (R\$ Mil)
Posição Final em Mar/21



Curva de Amortização da dívida (R\$ Mil)

Posição Final em Dez/20



INVESTIMENTOS

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Novas Conexões	56.215	60.047	-6,4%	59.110	-4,9%
Rede	52.871	81.637	-35,2%	45.135	17,1%
Combate às Perdas	24.794	24.196	2,5%	23.767	4,3%
Qualidade do Sistema Elétrico	19.801	53.996	-63,3%	14.999	32,0%
Adequação à carga	8.275	3.445	>100,0%	6.369	29,9%
Outros	29.895	40.787	-26,7%	51.444	-41,9%
Total Investido (2)	138.981	182.471	-23,8%	155.689	-10,7%
Aportes / Subsídios / Depósitos Judiciais	-	(342)	-100,0%	-	-
Investimento Líquido	138.981	182.129	-23,7%	216.842	-35,9%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

(2) Valores não consideram capitalização de juros sobre obras em andamento (JOA) nem variações de estoque

No 1T21, a Companhia investiu R\$ 139 milhões, uma redução de 23,7% em comparação ao mesmo período do ano passado. O foco dos investimentos foi na expansão por meio de novas conexões para acompanhar o crescimento vegetativo da área de concessão, além de atividades de adequação de infraestrutura, principalmente no combate às perdas. Na rubrica “outros”, destacam-se também o investimento em manutenção que aumentam a vida útil dos ativos (R\$ 10,8 milhões).

5 TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes

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.

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, e 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												
	Amarela	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Vermelha 2
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												
	Amarela	Amarela	Amarela									
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

Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 17 de dezembro de 2019, a Resolução Homologatória n.º 2.655 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2020. O PLD máximo foi fixado em R\$ 559,75/MWh e o valor mínimo em R\$ 39,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2020.

Em 15 de dezembro de 2020, a Resolução Homologatória n.º 2.828 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2021. O PLD máximo foi fixado em R\$ 583,88/MWh e o valor mínimo em R\$ 49,77/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2021.

Reajuste Tarifário 2021

Em 09 de março de 2021, a ANEEL homologou o reajuste tarifário da Enel Distribuição Rio, aplicado a partir de 15 de março de 2021. O resultado leva ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de +6,02%, sendo +10,38% para os consumidores conectados em alta tensão e +4,63% para os conectados em baixa tensão. O reajuste foi homologado por meio da resolução homologatória n.º 2.836 e vigorará de 15 de março de 2021 a 14 de março de 2022.

Conta-Covid

Em 23 de junho de 2020, a ANEEL aprovou a regulamentação da Conta Covid (Resolução Normativa n.º 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 n.º 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da conta covid. A Companhia requereu por meio da Conta-COVID o total de R\$ 799,5 milhões, recebidos integralmente em 2020.

Em 19 de agosto de 2020, a ANEEL abriu a 2ª fase da Consulta Pública n.º 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. 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 involuntária, porém sem levar em consideração às ações de máximo esforço que a ENEL Rio tem enveredado para limitar o seu nível de contratação. Diante desta decisão, a Companhia entrou com solicitação de efeito suspensivo, o qual foi negado pela Diretora da ANEEL por meio do Despacho nº 2.930, 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.

6 ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (I)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T21	1T20	Var. %	4T20	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	2.874.608	2.526.817	13,8%	2.739.374	4,9%
Fornecimento de Energia	2.375.600	2.073.395	14,6%	2.085.223	13,9%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(10.312)	(11.688)	-11,8%	(7.920)	30,2%
Ativos e passivos financeiros setoriais	131.270	(49.640)	<-100,0%	239.954	-45,3%
Subvenção baixa renda	12.092	9.157	32,1%	11.574	4,5%
Subvenção de recursos da CDE	54.748	56.807	-3,6%	62.181	-12,0%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	150.921	199.176	-24,2%	214.749	-29,7%
Receita de Construção	171.684	224.943	-23,7%	107.241	60,1%
Venda de Energia Excedente - MVE	-	-	-	-	-
Outras Receitas	(11.395)	24.667	<-100,0%	26.372	<-100,0%
Deduções da Receita	(1.079.629)	(969.145)	11,4%	(1.005.129)	7,4%
ICMS	(639.767)	(591.206)	8,2%	(596.445)	7,3%
PIS	(45.764)	(38.654)	18,4%	(43.525)	5,1%
COFINS	(210.791)	(178.042)	18,4%	(200.479)	5,1%
ISS	(1.225)	(1.005)	21,9%	(1.026)	19,4%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(163.670)	(144.994)	12,9%	(145.409)	12,6%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(16.200)	(13.218)	22,6%	(16.096)	0,6%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.212)	(2.026)	9,2%	(2.149)	2,9%
Receita Operacional Líquida	1.794.979	1.557.672	15,2%	1.734.245	3,5%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.746.801)	(1.447.539)	20,7%	(1.731.744)	0,9%
Custos e despesas não gerenciáveis	(1.089.002)	(853.320)	27,6%	(1.121.668)	-2,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(791.740)	(708.993)	11,7%	(855.581)	-7,5%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(191.308)	(143.156)	33,6%	(190.731)	0,3%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(105.954)	(1.171)	>100,0%	(75.356)	40,6%
Custos e despesas gerenciáveis	(657.799)	(594.219)	10,7%	(610.076)	7,8%
Pessoal	(47.517)	(38.844)	22,3%	(32.038)	48,3%
Material e Serviços de Terceiros	(131.687)	(134.689)	-2,2%	(124.725)	5,6%
Depreciação e Amortização	(119.360)	(100.711)	18,5%	(126.556)	-5,7%
Custo de Desativação de Bens	-	(12.316)	-100,0%	(36.100)	-100,0%
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(91.476)	(44.878)	>100,0%	(126.795)	-27,9%
Custo de Construção	(171.684)	(224.943)	-23,7%	(107.241)	60,1%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(22.616)	(27.991)	-19,2%	(1.233)	>100,0%
Recuperação de Perdas	-	13.882	-100,0%	-	-
Perda de recebíveis de clientes	(39.805)	(19.679)	>100,0%	(35.617)	11,8%
Receita de multa por imp pontualidade de clientes	1.129	20.348	-94,5%	867	30,2%
Outras receitas/despesas operacionais	(34.783)	(24.398)	42,6%	(20.638)	68,5%
EBITDA (3)	167.538	210.844	-20,5%	129.057	29,8%
Margem EBITDA	9,33%	13,54%	-4,21 p.p	7,44%	1,89 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	10,32%	15,82%	-5,50 p.p	7,93%	2,39 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	48.178	110.133	-56,3%	2.501	>100,0%
Resultado Financeiro	20.438	(76.745)	<-100,0%	77.304	-73,6%
Receita Financeira	738.531	347.551	>100,0%	62.529	>100,0%
Renda de Aplicação Financeira	1.897	560	>100,0%	2.909	-34,8%
Juros e atualização financeira por imp pontualidade de clientes	8.528	15.976	-46,6%	4.160	>100,0%
Variação cambial	-	3.513	-100,0%	4.891	-100,0%
Receita de ativo indenizável	90.375	28.125	>100,0%	117.963	-23,4%
Variação cambial de dívidas	233.043	-	-	183	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	-	3.635	-100,0%	(1.282)	-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	394.827	288.567	36,8%	(72.299)	<-100,0%
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	7.542	7.548	-0,1%	(3.704)	<-100,0%
Outras receitas financeiras	2.807	606	>100,0%	10.461	-73,2%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(488)	(979)	-50,2%	(753)	-35,2%
Despesas financeiras	(718.093)	(424.296)	69,2%	14.775	<-100,0%
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	(15.091)	-	-	-	-
Variação cambial de dívidas	(387.604)	(271.917)	42,5%	75.298	<-100,0%
Dívida - Marcação a mercado	(2.158)	(8.515)	-74,7%	-	-
Encargo de dívidas e mútuos	(32.755)	(29.517)	11,0%	(30.141)	8,7%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(21.210)	(61.624)	-65,6%	(10.370)	>100,0%
Encargo de fundo de pensão	(9.731)	(7.374)	32,0%	(8.027)	21,2%
Juros debêntures	(5.236)	(18.056)	-71,0%	(7.780)	-32,7%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(235.601)	(17.682)	>100,0%	10.321	<-100,0%
Outras despesas financeiras	(8.707)	(9.611)	-9,4%	(14.526)	-40,1%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	68.616	33.388	>100,0%	79.805	-14,0%
Tributos e Outros	(23.189)	(11.597)	100,0%	26.361	<-100,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	45.427	21.791	>100,0%	106.166	-57,2%
Margem Líquida	2,53%	1,40%	1,13 p.p	6,12%	-3,59 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	2,80%	1,64%	1,16 p.p	6,53%	-3,73 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,2726	0,1308	>100,0%	0,6371	-57,2%

(1) Variação entre 1T21 e 4T20

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	1T21	2020
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	545.173	566.686
Títulos e valores mobiliários	112.642	129.555
Consumidores e outras contas a receber	1.988.428	1.843.952
Subvenção CDE - desconto tarifário	48.049	22.015
Imposto de renda e contribuição sociais compensáveis	92.104	38.044
Outros tributos compensáveis	112.808	142.473
Serviço em curso	41.717	41.256
Instrumentos financeiros derivativos - swap	189.887	330.288
Outros créditos	282.112	132.143
Total do ativo circulante	3.412.920	3.246.412
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores e outras contas a receber	39.760	44.444
Ativo financeiro setorial	91.939	-
Depósitos vinculados a litígios	260.133	257.473
Outros tributos compensáveis	106.936	106.522
Serviço em curso	-	-
Tributos diferidos	362.501	305.138
Instrumentos financeiros derivativos - swap	20.260	3.231
Ativo indenizável (concessão)	4.386.783	4.321.429
Imobilizado	97.739	101.701
Intangível	2.563.803	2.633.051
Ativos contratuais	764.460	619.469
Total do ativo não circulante	8.694.314	8.392.458
TOTAL DOS ATIVOS	12.107.234	11.638.870
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.393.802	1.085.352
Empréstimos e financiamentos	1.582.705	925.268
Obrigações por arrendamentos	13.800	15.018
Debêntures	1.252	5.987
Salários, provisões e encargos sociais	85.550	76.609
Imposto de renda e contribuição social a pagar	63.442	-
Outras obrigações fiscais	188.003	200.161
Passivo financeiro setorial	404.028	301.498
Dividendos a pagar	57.987	57.987
Encargos setoriais	49.912	39.887
Instrumentos financeiros derivativos - swap	1.462	103
Provisão para processos judiciais e outros riscos	183.346	179.662
Outras obrigações	125.072	108.903
Total do passivo circulante	4.150.361	2.996.435
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	2.051.633	2.681.857
Debêntures	999.024	998.943
Obrigações por arrendamentos	21.943	26.721
Passivo financeiro setorial	-	87.986
Instrumentos financeiros derivativos - swap	3.387	-
Encargos setoriais	52.856	50.654
Benefícios pós-emprego	582.196	590.246
Provisão para processos judiciais e outros riscos	634.331	605.629
Outras obrigações	8.055	9.164
Total do passivo não circulante	4.353.425	5.051.200
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	2.498.230	2.498.230
Reservas de capital	23.254	23.254
Reservas de lucros	1.068.340	1.068.340
Outros resultados abrangentes	(31.803)	1.411
Lucros Acumulados	45.427	-
Total do patrimônio líquido	3.603.448	3.591.235
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	12.107.234	11.638.870