

Divulgação de Resultados

Earnings Release 4T21 / 2021

Enel Distribuição Rio

Ampla Energia e Serviços S.A.

24 de fevereiro de 2022

Relações com Investidores

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

Rio de Janeiro, 24 de fevereiro de 2022 – 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 atendendo 3,0 milhões de clientes, divulga o seu resultado do quarto trimestre (“4T21”) e dos doze meses de 2021 (“2021”). 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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.792	2.989	-6,6%	2.662	4,9%	11.164	11.229	-0,6%
Receita Bruta (R\$ mil)	3.892.713	2.954.283	31,8%	3.643.755	6,8%	13.414.515	10.104.619	32,8%
Receita Líquida (R\$ mil)	2.530.790	1.901.668	33,1%	2.353.000	7,6%	8.473.369	6.391.739	32,6%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	702.434	296.480	>100,0%	60.179	>100,0%	989.455	916.646	7,9%
Margem EBITDA (%)*	27,76%	15,59%	12,17 p.p	2,56%	25,20 p.p	11,68%	14,34%	-2,66 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	31,20%	16,52%	14,68 p.p	3,03%	28,17 p.p	13,43%	16,49%	-3,06 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	580.267	169.924	>100,0%	(49.957)	<-100,0%	523.740	481.164	8,8%
Margem EBIT (%)*	22,93%	8,94%	13,99 p.p	-2,12%	25,05 p.p	6,18%	7,53%	-1,35 p.p
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	109.859	52.873	>100,0%	(10.731)	<-100,0%	83.402	48.924	70,5%
Margem Líquida	4,34%	2,78%	1,56 p.p	-0,46%	4,80 p.p	0,98%	0,77%	0,21 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,88%	2,95%	1,93 p.p	-0,54%	5,42 p.p	1,13%	0,88%	0,25 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	366.057	155.689	>100,0%	331.785	10,3%	1.142.868	771.921	48,1%
DEC (12 meses)*	9,88	11,24	-12,1%	10,37	-4,7%	9,88	11,24	-12,1%
FEC (12 meses)*	5,17	6,51	-20,6%	5,74	-9,9%	5,17	6,51	-20,6%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	94,50%	93,63%	0,87 p.p	94,30%	0,20 p.p	94,50%	93,63%	0,87 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	24,01%	22,03%	1,98 p.p	23,03%	0,98 p.p	24,01%	22,03%	1,98 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.025.755	2.949.298	2,6%	3.017.180	0,3%	3.025.755	2.949.298	2,6%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	962	997	-3,5%	996	-3,4%	962	997	-3,5%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	228	310	-26,5%	244	-6,6%	910	1.166	-22,0%
PMSO (5)/Consumidor*	344,01	115,64	>100,0%	447,32	-23,1%	497,17	350,04	42,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	247	306	-19,3%	277	-10,8%	247	306	-19,3%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	12.262	9.635	27,3%	10.893	12,6%	12.262	9.635	27,3%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

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 aproximadamente 3,0 milhões de unidades consumidoras e envolve uma população estimada de 7,1 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS

	4T21	4T20	Var. %
Área de Concessão (km ²)	32.615	32.615	-
Municípios (Qte.)	66	66	-
Habitantes (Qte.) (1)	6.876.926	7.063.585	-2,6%
Consumidores (Unid.)	3.025.755	2.949.298	2,6%
Linhas de Distribuição (Km)	57.767	57.309	0,8%
Linhas de Transmissão (Km)	3.457	3.453	0,1%
Subestações (Unid.)	127	126	0,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.160	11.231	-0,6%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	3,48%	3,40%	0,08 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,23%	2,37%	-0,14 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 ABRADÉE

(3) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



* Valores não auditados pelos auditores independentes

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)*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Ordinárias - ON (CBEE3)	23,00	19,90	15,6%	23,00	-	23,00	19,90	15,6%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

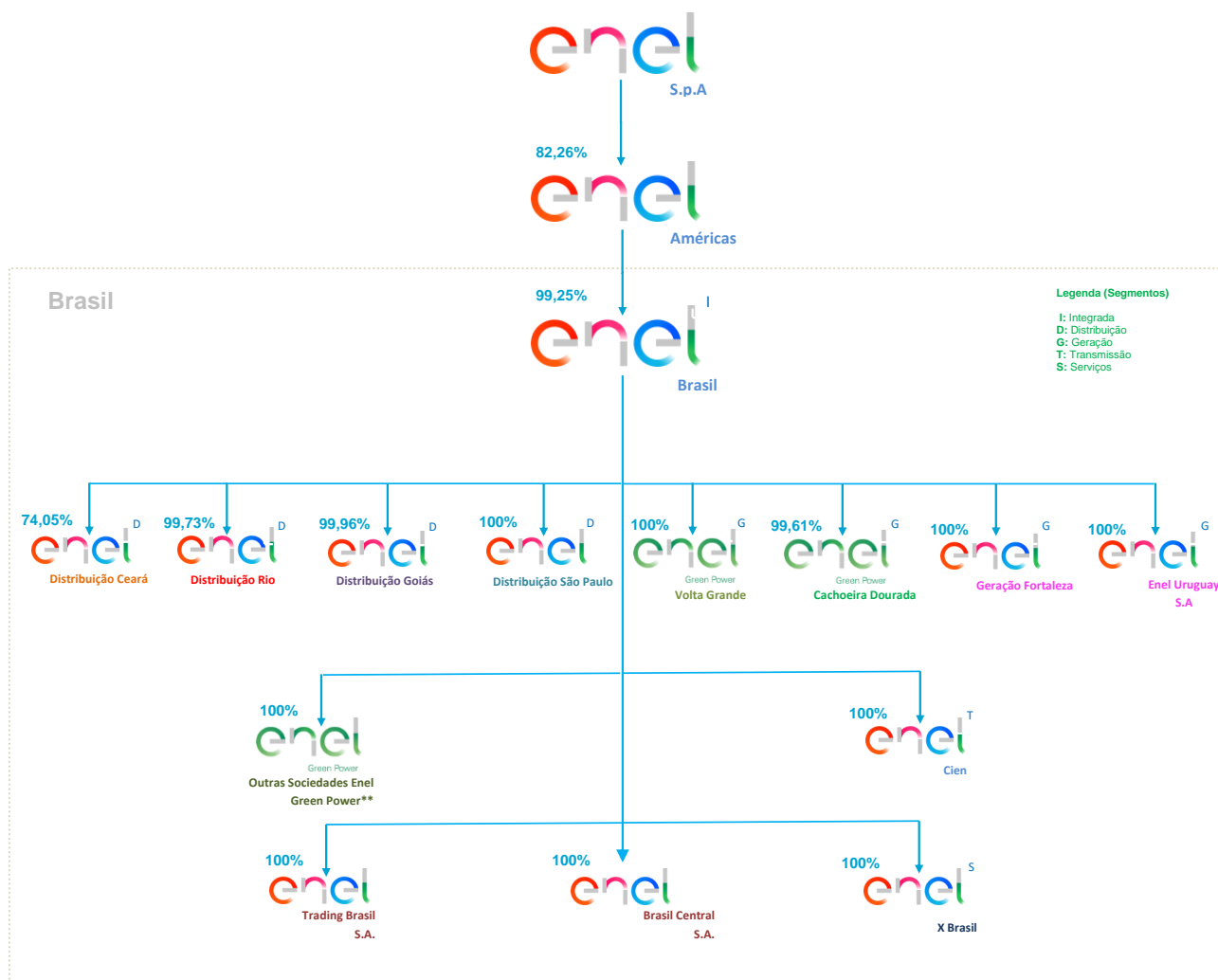
A Enel Distribuição Rio é uma sociedade anônima de capital aberto, que tem a seguinte estrutura de controle:

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/12/2021)

	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%

Posição em 31 de dezembro de 2021



**Contempla as empresas e SPEs da Enel Green Power incorporada em 04/11/2021

MERCADO DE ENERGIA

Unidades Consumidoras

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.708.988	2.744.683	-1,3%	2.734.899	-0,9%	2.708.988	2.744.683	-1,3%
Residencial - Convencional	2.320.872	2.390.848	-2,9%	2.382.120	-2,6%	2.320.872	2.390.848	-2,9%
Residencial - Baixa Renda	184.524	136.785	34,9%	145.226	27,1%	184.524	136.785	34,9%
Industrial	3.340	3.284	1,7%	3.403	-1,9%	3.340	3.284	1,7%
Comercial	121.119	132.492	-8,6%	123.756	-2,1%	121.119	132.492	-8,6%
Rural	61.278	63.642	-3,7%	62.587	-2,1%	61.278	63.642	-3,7%
Setor Público	17.855	17.632	1,3%	17.807	0,3%	17.855	17.632	1,3%
Cientes Livres	763	674	13,2%	739	3,2%	763	674	13,2%
Industrial	137	131	4,6%	137	-	137	131	4,6%
Comercial	572	503	13,7%	548	4,4%	572	503	13,7%
Setor Público	53	39	35,9%	53	-	53	39	35,9%
Residencial	1	1	-	1	-	1	1	-
Revenda	5	24	-79,2%	24	-79,2%	5	24	-79,2%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	2.709.756	2.745.381	-1,3%	2.735.662	-0,9%	2.709.756	2.745.381	-1,3%
Consumo Próprio	291	305	-4,6%	303	-4,0%	291	305	-4,6%
Consumidores Ativos Não Faturados	315.708	203.612	55,1%	281.215	12,3%	315.708	203.612	55,1%
Total - Número de Consumidores	3.025.755	2.949.298	2,6%	3.017.180	0,3%	3.025.464	2.948.993	2,6%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

A Companhia encerrou o 4T21 com uma redução de 1,3% no número de consumidores efetivos faturados em relação ao registrado no 4T20, explicado principalmente pela redução no número de consumidores no mercado cativo.

Os clientes residenciais – convencionais registraram redução de 2,9% explicado pela migração de clientes para classe residencial baixa renda, que registrou um aumento de 34,9% no trimestre, mitigando parcialmente a redução observada no mercado cativo. Este aumento é reflexo da deterioração das condições econômicas dos clientes na área de concessão da Companhia. A redução no número de consumidores comerciais também contribuiu para o impacto negativo no período pelo fechamento de estabelecimentos devido a pandemia.

Já os clientes livres apresentaram crescimento de 13,2% no trimestre, refletindo a migração de clientes do mercado cativo.

Se considerados os consumidores não faturados e consumo próprio, o total de consumidores apresentou aumento de 2,6% entre períodos, explicado principalmente pelo aumento de consumidores ativos não faturados devido ao restabelecimento do corte de energia.

No 4T21 os investimentos voltados para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 145,3 milhões, 146% superior ao montante investido no 4T20.

Venda de Energia na Área de Concessão

A venda de energia em nossa área de concessão, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 4T21 em 2.792 GWh de volume de energia vendido e transportado contra 2.989 GWh no 4T20, representando uma redução de 6,6%. No ano de 2021 o volume de energia vendido atingiu 11.164 GWh, representando uma ligeira queda de 0,6% vis-à-vis o mesmo período do ano anterior, decorrente das menores temperaturas registradas principalmente no 4T21.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Mercado Cativo	1.934	2.133	-9,3%	1.856	4,2%	8.084	8.094	-0,1%
Cientes Livres	735	725	1,4%	681	7,9%	2.617	2.642	-0,9%
Revenda	123	131	-6,1%	124	-0,8%	462	493	-6,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.792	2.989	-6,6%	2.662	4,9%	11.164	11.229	-0,6%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Residencial - Convencional	1.118	1.261	-11,3%	1.096	2,0%	4.827	4.719	2,3%
Residencial - Baixa Renda	65	63	3,2%	55	18,2%	238	210	13,3%
Industrial	37	43	-14,0%	37	-	149	180	-17,2%
Comercial	355	407	-12,8%	332	6,9%	1.471	1.565	-6,0%
Rural	39	44	-11,4%	40	-2,5%	166	172	-3,5%
Setor Público	321	315	1,9%	297	8,1%	1.233	1.248	-1,2%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	1.934	2.133	-9,3%	1.856	4,2%	8.084	8.094	-0,1%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

No 4T21, o total de venda de energia no mercado cativo sofreu uma redução de -9,3% em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior.

A redução na categoria residencial – convencional está relacionada as temperaturas mais baixas registradas durante o trimestre comparado com o mesmo período no ano passado e à migração de parte desse grupo para a categoria baixa renda. Já o consumo na classe residencial – baixa renda apresentou um aumento de 3,2% no consumo refletindo o aumento no número de consumidores nesta classe.

O consumo nas classes industrial e comercial apresentou redução de 14,0% e 12,8% no trimestre respectivamente, efeito da atual pandemia do COVID-19 e consequente agravamento do contexto econômico na área de concessão, com uma lenta recuperação econômica e fechamento de estabelecimentos comerciais.

Na classe rural a redução no consumo de 11,4% no trimestre é resultado do menor número de consumidores.

Em 2021, o consumo manteve-se estável em relação ao ano passado. Os principais destaques foram o aumento do consumo da classe residencial baixa renda refletindo o maior número de consumidores nessa categoria e a redução da classe comercial devido ao fechamento de estabelecimentos por conta da pandemia e da lenta recuperação econômica.

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Residencial - Convencional	482	527	-8,5%	460	4,8%	2.080	1.974	5,4%
Residencial - Baixa Renda	350	461	-24,1%	377	-7,2%	1.292	1.535	-15,8%
Industrial	10.989	13.094	-16,1%	10.830	1,5%	44.478	54.811	-18,9%
Comercial	2.934	3.072	-4,5%	2.683	9,4%	12.149	11.812	2,9%
Rural	641	691	-7,2%	637	0,6%	2.711	2.703	0,3%
Setor Público	17.952	17.865	0,5%	16.654	7,8%	69.062	70.780	-2,4%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	714	777	-8,1%	679	5,2%	2.984	2.949	1,2%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Industrial	532	529	0,6%	496	7,3%	1.887	1.956	-3,5%
Comercial	164	155	5,8%	143	14,7%	578	521	10,9%
Setor Público	38	40	-5,0%	41	-7,3%	149	161	-7,5%
Residencial	1	1	-	1	-	3	4	-25,0%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	735	725	1,4%	681	7,9%	2.617	2.642	-0,9%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Industrial	3.880	4.038	-3,9%	3.618	7,2%	13.775	14.931	-7,7%
Comercial	287	308	-6,8%	262	9,5%	1.010	1.036	-2,5%
Setor Público	720	1.026	-29,8%	385	87,0%	2.425	4.128	-41,3%
Residencial	1.258	1.000	25,8%	1.129	11,4%	3.388	4.000	-15,3%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	964	1.076	-10,4%	894	7,8%	3.403	3.920	-13,2%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um leve aumento de 1,4% no 4T21 comparado ao mesmo trimestre do ano passado refletindo o aumento de consumidores neste segmento.

No acumulado do ano houve uma redução de 0,9% no transporte de energia para os clientes livres devido a adequação no procedimento de faturamento durante o primeiro trimestre, onde o faturamento passou a ser realizado nos primeiros dias do mês seguinte à leitura. Anteriormente, o processo de leitura e faturamento eram realizados no mesmo mês.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Itaipu	541	551	-1,8%	533	1,5%	2.135	2.177	-1,9%
Angra I e II	103	102	1,0%	103	-	409	406	0,7%
PROINFA	56	60	-6,7%	54	3,7%	204	216	-5,6%
Leilão e Quotas	2.532	2.490	1,7%	2.294	10,4%	9.748	9.980	-2,3%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.232	3.203	0,9%	2.984	8,3%	12.495	12.783	-2,3%
Liquidação na CCEE	(425)	(37)	>100,0%	(344)	23,5%	(825)	(923)	-10,6%
Total - Compra de Energia	2.807	3.166	-11,3%	2.640	6,3%	11.670	11.860	-1,6%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.564	3.853	-7,5%	3.310	7,7%	14.444	14.414	0,2%
Energia distribuída (GWh)	2.796	2.994	-6,6%	2.665	4,9%	11.181	11.249	-0,6%
Residencial - Convencional	1.118	1.261	-11,3%	1.096	2,0%	4.827	4.719	2,3%
Residencial - Baixa Renda	65	63	3,2%	55	18,2%	238	210	13,3%
Industrial	37	43	-14,0%	37	-	149	180	-17,2%
Comercial	355	407	-12,8%	332	6,9%	1.471	1.565	-6,0%
Rural	39	44	-11,4%	40	-2,5%	166	172	-3,5%
Setor Público	321	315	1,9%	297	8,1%	1.233	1.248	-1,2%
Clientes Livres	735	725	1,4%	681	7,9%	2.617	2.642	-0,9%
Revenda	123	131	-6,1%	124	-0,8%	462	493	-6,3%
Consumo Próprio	4	5	-20,0%	3	33,3%	17	20	-15,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (GWh)	768	859	-10,6%	645	19,1%	3.263	3.165	3,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Ampla (%)	21,55%	22,29%	-0,74 p.p	19,49%	2,06 p.p	24,01%	22,03%	1,98 p.p

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

As perdas na distribuição em 2021 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 de uma forma geral.

4 INDICADORES OPERACIONAIS

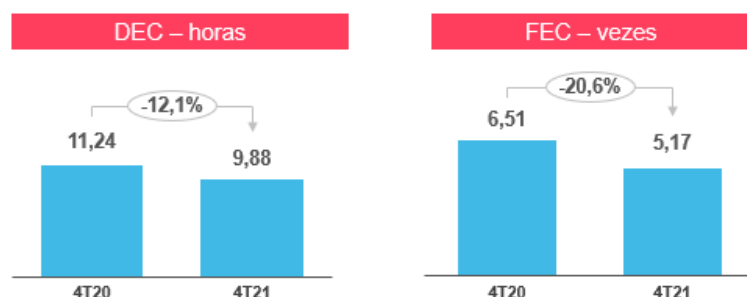
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,88	11,24	-12,1%	10,37	-4,7%	9,88	11,24	-12,1%
FEC 12 meses (vezes)	5,17	6,51	-20,6%	5,74	-9,9%	5,17	6,51	-20,6%
Perdas de Energia 12 meses (%)	24,01%	22,03%	1,98 p.p	23,03%	0,98 p.p	24,01%	22,03%	1,98 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	94,50%	93,63%	0,87 p.p	94,30%	0,20 p.p	94,50%	93,63%	0,87 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	228	310	-26,5%	244	-6,6%	910	1.166	-22,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	247	306	-19,4%	277	-10,9%	247	306	-19,4%
PMSO (3)/Consumidor	344	116	>100,0%	447	-23,1%	497	350,04	42,0%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	12.262	9.635	27,3%	10.893	12,6%	12.262	9.635	27,3%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Qualidade do Fornecimento



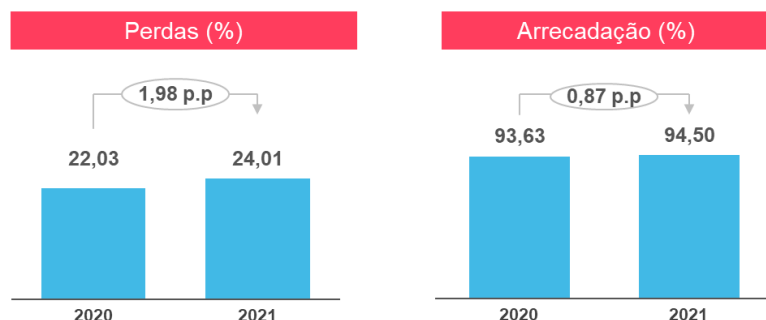
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. Os indicadores DEC e FEC apresentaram queda no 4T21 em relação ao 4T20 na ordem de 12,1% e 20,6%

* Valores não auditados pelos auditores independentes

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\$ 62,2 milhões em adequação à carga e qualidade do sistema no 4T21, e nos doze meses de 2021, o volume investido foi de R\$ 232,2 milhões.

Disciplina de Mercado*



As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram 24,01% no 4T21, um aumento 1,98 p.p. em relação às perdas registradas no 4T20, de 22,03%. 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. Quando analisamos as perdas com a correção destes fatores externos, as perdas de energia TAM alcançaram 20,44% no 4T21, uma redução de 1,66 p.p. em relação às perdas registradas no 4T20, de 22,10%.

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, estas ações permitiram alavancar a efetividade para 99,50% em dezembro de 2021, um acréscimo de 0,29 p.p em relação ao 4T20. Nas ações de combate a fraudes de energia, a empresa aumentou em 20% o volume de ações de fiscalizações de medições executadas no 4T21 com objetivo de identificar e corrigir possíveis perdas de energia advindas de fraudes e avarias de equipamentos de medição.

No 4T21, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 48,5 milhões*, e nos doze meses de 2021, R\$ 174,3 milhões.

Em relação ao indicador de arrecadação, houve um aumento de 0,87 pontos percentuais, resultado da retomada da interrupção por inadimplência em julho de 2021. Outro fator que contribuiu para a melhora foram as diversas ações realizadas por parte da Companhia para reduzir os níveis de inadimplência, tais como ações de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, parcelamento de faturas e canal de negociação online para liquidação de valores em aberto.

* Valores não auditados pelos auditores independentes.

† No 4T21 foi adotado uma nova metodologia para o cálculo de perdas, o qual reflete as perdas regulatórias calculadas pela Aneel. Os dados utilizados para o cálculo são extraídos diretamente do relatório SAMP (Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica /SIASE (Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico) e serão finalizados apenas posteriormente a data de publicação do 4T21.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	3.892.713	2.954.283	31,8%	3.643.755	6,8%	13.414.515	10.104.619	32,8%
Deduções à Receita Operacional	(1.361.923)	(1.052.615)	29,4%	(1.290.755)	5,5%	(4.941.146)	(3.712.880)	33,1%
Receita Operacional Líquida	2.530.790	1.901.668	33,1%	2.353.000	7,6%	8.473.369	6.391.739	32,6%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.950.523)	(1.731.744)	12,6%	(2.402.957)	-18,8%	(7.949.629)	(5.910.575)	34,5%
EBITDA(3)*	702.434	296.480	>100,0%	60.179	>100,0%	989.455	916.646	7,9%
Margem EBITDA*	27,76%	15,59%	12,17 p.p	2,56%	25,20 p.p	11,68%	14,34%	-2,66 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	31,20%	16,52%	14,68 p.p	3,03%	28,17 p.p	13,43%	16,49%	-3,06 p.p
EBIT(4)*	580.267	169.924	>100,0%	(49.957)	<-100,0%	523.740	481.164	8,8%
Margem EBIT*	22,93%	8,94%	13,99 p.p	-2,12%	25,05 p.p	6,18%	7,53%	-1,35 p.p
Resultado Financeiro	(487.712)	(90.119)	>100,0%	38.662	<-100,0%	(425.932)	(405.344)	5,1%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	17.304	(26.932)	<-100,0%	564	>100,0%	(14.406)	(26.896)	-46,4%
Lucro Líquido	109.859	52.873	>100,0%	(10.731)	<-100,0%	83.402	48.924	70,5%
Margem Líquida	4,34%	2,78%	1,56 p.p	-0,46%	4,80 p.p	0,98%	0,77%	0,21 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	4,88%	2,95%	1,93 p.p	-0,54%	5,42 p.p	1,13%	0,88%	0,25 p.p
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	0,66	0,32	>100,0%	(0,06)	<-100,0%	0,50	0,29	70,5%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Fornecimento de Energia	2.269.549	2.132.709	6,4%	2.134.133	6,3%	8.788.141	7.616.983	15,4%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(7.284)	(7.920)	-8,0%	(6.305)	15,5%	(30.602)	(29.454)	3,9%
Subvenção baixa renda	12.115	11.574	4,7%	12.259	-1,2%	48.902	58.356	-16,2%
Subvenção de recursos da CDE	60.495	62.181	-2,7%	56.238	7,6%	234.905	221.896	5,9%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	2.334.875	2.198.544	6,2%	2.196.325	6,3%	9.041.346	7.867.781	14,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	454.198	239.954	89,3%	569.357	-20,2%	1.413.225	333.575	>100,0%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	239.766	214.749	11,6%	210.680	13,8%	861.196	803.436	7,2%
Receita de Construção	279.334	107.241	>100,0%	367.420	-24,0%	1.104.418	831.999	32,7%
Venda de Energia Excedente - MVE	87.530	-	-	265.222	-67,0%	406.460	-	-
Marcação a mercado de ativo indenizável (a)	459.053	167.423	>100,0%	138.569	>100,0%	459.053	167.423	>100,0%
Outras Receitas	37.957	26.372	43,9%	34.751	9,2%	128.817	100.405	28,3%
Total - Receita Operacional Bruta	3.892.713	2.954.283	31,8%	3.782.324	2,9%	13.414.515	10.104.619	32,8%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

A receita operacional bruta da Enel Distribuição Rio teve um aumento de 31,8% (R\$ 938,4 milhões) no 4T21 em relação ao 4T20. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia alcançou o montante de R\$ 3,6 bilhões no 4T21, o que representa um aumento de 26,9% (R\$ 766,3 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 2,8 bilhões. Um fator não recorrente que contribuiu com essa melhora foi a reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável que até o 3T21 era lançada como Receita Financeira. Reclassificação foi originalmente autorizada em 22 de fevereiro de 2021 conforme demonstrado em nota explicativa seguindo as orientações emanadas pelo CPC 23. A contabilização do ativo financeiro está diretamente ligada à atividade principal da empresa e por essa razão, após análise detalhada, a Companhia entendeu que todas as receitas e atualizações monetárias relacionadas a tais ativos devem passar a ser contabilizadas como Receita Operacional. Esta rubrica totalizou R\$ 459,1 milhões no 4T21, representando uma melhora de R\$ 291,6 milhões em comparação com o 4T20. Além desta razão, o aumento da receita operacional bruta é resultado dos seguintes efeitos:

- Aumento em ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, em R\$ 214,2 milhões, como resultado de maior constituição de ativo regulatório no período;
- Aumento na rubrica de Fornecimento de energia em R\$ 136,8 milhões devido a implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto.
- Aumento de R\$ 87,6 milhões na rubrica de Venda de Energia Excedente - MVE em relação ao 4T20, como resultado, principalmente, da Companhia ter participado do mecanismo em maior volume;

Em 2021 a receita operacional bruta da Companhia apresentou uma variação positiva de 32,8%, ou R\$ 3,3 bilhões, em relação ao 2020, totalizando R\$ 13,4 bilhões. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 2021, alcançou o montante de R\$ 12,3 bilhões, um aumento de R\$ 3,0 bilhões em relação

ao 2020, cujo montante foi de R\$ 9,3 bilhões. O acumulado do ano também foi parcialmente impactado pela reclassificação comentada acima.

Além deste efeito, a variação é resultado, dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 1,2 bilhão na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação aos 2020, como resultado do reajuste médio tarifário de 6,02% aplicado a partir de março de 2021, além da implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto.
- Aumento de R\$ 1,1 bilhão na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial, decorrente da maior constituição de ativo regulatório entre períodos; e
- Aumento de R\$ 406,5 milhões na rubrica de Venda de Energia Excedente - MVE em relação ao 2020, como resultado, principalmente, da Companhia ter participado do mecanismo em maior volume no ano de 2021.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
ICMS	(652.079)	(596.445)	9,3%	(597.660)	9,1%	(2.538.728)	(2.136.922)	18,8%
PIS	(42.057)	(43.525)	-3,4%	(44.027)	-4,5%	(165.836)	(150.447)	10,2%
COFINS	(193.716)	(200.479)	-3,4%	(202.793)	-4,5%	(763.850)	(720.108)	6,1%
ISS	(1.216)	(1.026)	18,5%	(1.168)	4,1%	(4.879)	(4.194)	16,3%
Total - Tributos	(889.068)	(841.475)	5,7%	(845.648)	5,1%	(3.473.293)	(3.011.671)	15,3%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(202.465)	(145.409)	39,2%	(202.466)	-0,0%	(804.888)	(581.219)	38,5%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(17.746)	(16.096)	10,3%	(19.669)	-9,8%	(68.461)	(53.277)	28,5%
Encargos do consumidor - CCRBT	(250.429)	(47.486)	>100,0%	(220.758)	13,4%	(585.649)	(58.240)	>100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.215)	(2.149)	3,1%	(2.214)	0,0%	(8.855)	(8.473)	4,5%
Total - Encargos Setoriais	(472.855)	(211.140)	>100,0%	(445.107)	6,2%	(1.467.853)	(701.209)	>100,0%
Total - Deduções da Receita	(1.361.923)	(1.052.615)	29,4%	(1.290.755)	5,5%	(4.941.146)	(3.712.880)	33,1%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

As deduções da receita no 4T21 registraram aumento de 29,4%, R\$ 309,3 milhões em comparação com o 4T20. Os principais efeitos são apresentados a seguir: (i) o aumento de 5,7% (R\$ 47,6 milhões) no total de tributos, decorrente sobretudo do aumento da base de cálculo de ICMS; e (ii) aumento de R\$ 261,7 milhões em Encargos Setoriais, derivados sobretudo pelo aumento de R\$ 57,1 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético, "CDE", em função do ajuste no valor das quotas de arrecadação homologado pelo regulador e aumento de R\$ 202,9 milhões na rubrica de Encargos do consumidor – CCRBT, relacionada com as bandeiras tarifárias, cujo aumento deve-se pela implementação da bandeira de escassez hídrica a partir do final de agosto de 2021.

Nos dozes meses de 2021, as deduções da receita totalizaram R\$ 4,9 bilhões, contra R\$ 3,7 bilhões nos doze meses de 2020, aumento de 33,1% ou R\$ 1,2 bilhão, resultado, sobretudo, do aumento do montante pago de ICMS em R\$ 401,8 milhões na parte tributos e aumento de R\$ 223,7 milhões pagos referentes a encargos da conta de desenvolvimento energético – CDE.

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 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)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(858.499)	(855.581)	0,3%	(1.232.115)	-30,3%	(3.664.274)	(2.884.139)	27,0%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(138.544)	(190.731)	-27,4%	(157.078)	-11,8%	(685.126)	(674.203)	1,6%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(298.071)	(75.356)	>100,0%	(121.363)	>100,0%	(597.980)	(32.472)	>100,0%
Total - Não gerenciáveis	(1.295.114)	(1.121.668)	15,5%	(1.510.556)	-14,3%	(4.947.380)	(3.590.814)	37,8%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(45.920)	(32.038)	43,3%	(26.838)	71,1%	(155.883)	(135.977)	14,6%
Material e Serviços de Terceiros	(160.444)	(124.725)	28,6%	(160.192)	0,2%	(583.496)	(512.295)	13,9%
Depreciação e Amortização	(122.167)	(126.556)	-3,5%	(110.136)	10,9%	(465.715)	(435.482)	6,9%
Custo de Desativação de Bens	-	(36.100)	-100,0%	-	-	-	(68.745)	-100,0%
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	16.140	(126.795)	<-100,0%	(154.190)	<-100,0%	(369.666)	(182.277)	>100,0%
Custo de Construção	(279.333)	(107.241)	>100,0%	(367.420)	-24,0%	(1.104.417)	(831.999)	32,7%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(31.567)	(1.233)	>100,0%	(32.729)	-3,6%	(90.249)	(23.262)	>100,0%
Recuperação de Perdas	-	-	-	-	-	-	13.882	-100,0%
Perda de recebíveis de clientes	(28.663)	(35.617)	-19,5%	(30.254)	-5,3%	(148.385)	(112.988)	31,3%
Receita de multa por impontualidade de clientes	41.116	867	>100,0%	12.785	>100,0%	56.261	48.852	15,2%
Outras receitas/despesas operacionais	(44.571)	(20.638)	>100,0%	(23.427)	90,3%	(140.699)	(79.470)	77,0%
Total - Gerenciáveis	(655.409)	(610.076)	7,4%	(892.401)	-26,6%	(3.002.249)	(2.319.761)	29,4%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.950.523)	(1.731.744)	12,6%	(2.402.957)	-18,8%	(7.949.629)	(5.910.575)	34,5%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

Os custos e despesas operacionais no 4T21 tiveram um incremento de 12,6% (R\$ 218,8 milhões) em relação ao 4T20. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia alcançaram o montante de R\$ 1,7 bilhão no 4T21, o que representa um aumento de 2,9% (R\$ 46,7 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior.

Custos e Despesas Não Gerenciáveis, totalizaram R\$ 1,3 bilhão, montante 15,5% (R\$ 173,4 milhões) superior ao registrado no 4T20 (R\$ 1,1 bilhão). Os principais efeitos foram:

- aumento nos Encargos dos Serviços do Sistema (ESS), em um montante de R\$ 222,7 milhões, em função, sobretudo, de maior encargo por restrição operativa;
- Compensado parcialmente pela redução na rubrica de encargos do uso do sistema de transmissão (R\$ 52,2 milhões) decorrente, principalmente, pela redução no consumo observada no trimestre.

No acumulado do ano, os custos não-gerenciáveis totalizaram R\$ 4,9 bilhões, resultado 37,8% superior ao registrado no 2020. Tal variação é justificada pelo aumento nos Encargos dos Serviços do Sistema (R\$ 565,5 milhões), conforme explicado acima e também pelo aumento da Energia Elétrica Comprada para Revenda (R\$ 780,1 milhões) em razão 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 encargo com risco hidrológico registrado no trimestre.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis, no 4T21, apresentaram redução de R\$ 126,8 milhões, excluindo o efeito de custo de construção. As principais variações podem ser explicadas pelo:

- Efeito positivo na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (redução de R\$ 142,9 milhões) explicado principalmente pelo restabelecimento do corte de energia de clientes baixa renda;
- Compensado parcialmente pelo aumento de R\$ 40,2 milhões em Receita de multa por impontualidade de clientes em razão do resultado da retomada da interrupção por inadimplência em julho de 2021. Outro fator que contribuiu para a melhora foram as diversas ações realizadas por parte da Companhia para reduzir os níveis de inadimplência.

Tais efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de R\$ 35,7 milhões em Material e Serviços de Terceiros devido ao aumento dos custos da companhia referente a manutenção operacional em campo, visita técnica para atendimento aos clientes;
- Aumento de R\$ 30,3 em Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas motivado pela normalização da rotina de processos judiciais com o abrandamento da pandemia e efeito extraordinário de reversão de provisão ocorrido em 2020.

No acumulado do ano, os custos gerenciáveis somaram R\$ 3,0 bilhões, montante 29,4% superior que o valor registrado no mesmo período do ano passado. Excluindo-se os custos de construção o aumento registrado foi de 27,6%, ou R\$ 410,1 milhões. A variação, total, explica-se pelo:

- Aumento na Provisão para Créditos de Liquidação duvidosa no montante de R\$ 187,4 milhões em razão do efeito negativo provocado, substancialmente, pela Lei Estadual 8.769/20 que proibiu o corte de energia aos clientes inadimplentes, que esteve vigente até julho/21 para clientes convencionais e setembro de 2021 para clientes baixa renda;
- Aumento na linha de Materiais e Serviços de Terceiros no valor de R\$ 71,2 milhões devido ao aumento dos custos da companhia referente a manutenção operacional em campo, visita técnica para atendimento aos clientes ao longo de 2021;
- Aumento de R\$ 67,0 em Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas motivado pela normalização da rotina de processos judiciais com o abrandamento da pandemia.

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)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	109.859	52.873	>100,0%	(10.731)	<-100,0%	83.402	48.924	70,5%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 29)	(17.304)	26.932	<-100,0%	(564)	>100,0%	14.406	26.896	-46,4%
(+) Resultado Financeiro (NE 28)	487.712	90.119	>100,0%	(38.662)	<-100,0%	425.932	405.344	5,1%
(=) EBIT	580.267	169.924	>100,0%	(49.957)	<-100,0%	523.740	481.164	8,8%
(+) Depreciações e Amortizações	122.167	126.556	-3,5%	110.136	10,9%	465.715	435.482	6,9%
(-) EBITDA	702.434	296.480	>100,0%	60.179	>100,0%	989.455	916.646	7,9%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

O EBITDA da Enel Rio no 4T21 atingiu o montante de R\$ 702,4 milhões, o que representa um aumento de R\$ 405,6 milhões em relação ao 4T20. Em 2021, a Companhia atingiu o montante de R\$ 989,5 milhões, o que representa um aumento de R\$ 72,8 milhões em relação ao mesmo período de 2020.

Tanto no trimestre quanto no acumulado do ano, o EBITDA foi impactado pelo efeito positivo da reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável e pelo aumento da receita operacional decorrente também do ajuste tarifário e da implementação da bandeira de escassez hídrica.

Resultado Financeiro*

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicação Financeira	3.296	2.909	13,3%	6.628	-50,3%	12.730	8.390	51,7%
Juros e atualização financeira por impuntualidade de clientes	16.975	4.160	>100,0%	11.738	44,6%	45.082	37.732	19,5%
Variações monetárias	379	4.891	-92,3%	150	>100,0%	1.218	19.096	-93,6%
Ativo indenizável - Marcação a Mercado	(309.888)	(49.460)	>100,0%	138.569	<-100,0%	-	-	-
Variação cambial de dívidas	(3.367)	183	<-100,0%	53.256	<-100,0%	375.245	183	>100,0%
Dívida - Marcação a mercado	-	(1.282)	-100,0%	-	-	-	2.212	-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(283)	(72.299)	-99,6%	182.202	<-100,0%	473.407	309.019	53,2%
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	15.132	(3.704)	<-100,0%	6.328	>100,0%	31.883	7.416	>100,0%
Outras receitas financeiras	12.406	10.461	18,6%	(1.388)	<-100,0%	17.689	21.240	-16,7%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(2.238)	(753)	>100,0%	(1.070)	>100,0%	(5.053)	(4.316)	17,1%
Total - Receitas Financeiras	(267.588)	(104.894)	>100,0%	396.413		952.201	400.972	>100,0%
Despesas financeiras								
Variação cambial	(388)	-	-	(1.207)	-67,9%	(6.366)	-	-
Variação cambial de dívidas	(22.691)	75.298	<-100,0%	(185.654)	-87,8%	(490.705)	(300.121)	63,5%
Dívida - Marcação a mercado	-	-	-	-	-	(2.158)	-	-
Encargo de dívidas e mútuos	(69.999)	(30.141)	>100,0%	(50.572)	38,4%	(194.301)	(117.830)	64,9%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(24.921)	(10.370)	>100,0%	(17.463)	42,7%	(81.470)	(245.369)	-66,8%
Encargo de fundo de pensão	(9.730)	(8.027)	21,2%	(9.731)	-0,0%	(38.922)	(30.148)	29,1%
Juros debêntures	(19.189)	(7.780)	>100,0%	(13.289)	44,4%	(46.174)	(48.073)	-4,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(12.288)	10.321	<-100,0%	(72.154)	-83,0%	(418.784)	(7.977)	>100,0%
Encargos com vendas de recebíveis	-	-	-	-	-	-	(167)	-100,0%
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	(27.059)	-	-	(2.639)	>100,0%	(46.201)	-	-
Outras despesas financeiras	(33.859)	(14.526)	>100,0%	(5.042)	>100,0%	(53.052)	(56.631)	-6,3%
Total - Despesas Financeiras	(220.124)	14.775	<-100,0%	(357.751)	-38,5%	(1.378.133)	(806.316)	70,9%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(487.712)	(90.119)	> 100,0%	38.662	<-100,0%	(425.932)	(405.344)	5,1%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

* Valores não auditados pelos auditores independentes

O resultado financeiro líquido da Companhia apresentou uma despesa de R\$ 487,7 milhões, um aumento de R\$ 397,6 milhões em relação ao registrado no 4T20. Essa variação é explicada principalmente pela reclassificação da linha de marcação a mercado de ativo indenizável, que no 4T21 passou a ser contabilizada como receita operacional (R\$ 260,4 milhões). Além deste efeito, este aumento explica-se também pelo:

- (i) aumento líquido de R\$ 102 milhões nas rubricas de dívida (Instrumento financeiro derivativo, Variação Monetária e Cambial de Dívidas e Encargos de dívidas e mútuos) devido, principalmente, ao aumento do CDI no 4T21 comparado ao 4T20, somado à um aumento no volume de empréstimos contratados em 2021;

No acumulado do ano, o Resultado Financeiro líquido da Companhia totalizou uma despesa líquida de R\$ 425,9 milhões, representando um aumento de R\$ 20,6 milhões em relação a 2020. A variação observada explica-se, sobretudo, pelo:

- (i) aumento líquido de R\$ 141 milhões nas rubricas de dívida (Instrumento financeiro derivativo, Variação Monetária e Cambial de Dívidas e Encargos de dívidas e mútuos) devido ao aumento de encargos em decorrência do aumento do CDI em 1,63% (4,44% em 2021 x 2,77% em 2020), somado à um aumento no volume de empréstimos contratados em 2021 para financiar investimentos e capital de giro;
- (ii) Este efeito foi parcialmente compensado por uma menor despesa de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 164 milhões.

Tributos (IR/CSLL)

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

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
IR e CSLL - correntes	101.415	-	-	17.893	>100,0%	487	-	-
IR e CSLL - diferidos	(84.111)	(26.932)	>100,0%	(17.329)	>100,0%	(14.893)	(26.896)	-44,6%
Total	17.304	(26.932)	<-100,0%	564	>100,0%	(14.406)	(26.896)	-46,4%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no 4T21 registraram uma redução de R\$ 44,2 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, pelo efeito positivo de tributos correntes em razão da aferição de lucro fiscal no 4T21, comparado ao prejuízo fiscal no 4T20.

No acumulado do ano as despesas totais, líquidas, com IR, CSLL e Incentivos fiscais registraram uma redução de R\$ 12,5 milhões, justificado pelo aumento na constituição do ativo fiscal diferido.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	5.991.097	4.278.639	40,0%	5.461.614	9,7%	5.991.097	4.278.639	40,0%
Dívida com Terceiros	971.630	2.211.517	-56,1%	2.326.692	-58,2%	971.630	2.211.517	-56,1%
Dívida Intercompany	5.019.467	2.067.122	>100,0%	3.134.923	60,1%	5.019.467	2.067.122	>100,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	357.689	696.241	-48,6%	513.773	-30,4%	357.689	696.241	-48,6%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.633.408	3.582.398	57,3%	4.947.841	13,9%	5.633.408	3.582.398	57,3%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado(2)*	3,75	3,50	7,1%	4,16	-9,9%	3,75	3,50	7,0%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado(2)*	3,53	2,93	20,5%	3,77	-6,4%	3,53	2,93	20,2%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,62	0,54	13,6%	0,60	2,7%	0,62	0,54	13,6%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,60	0,50	20,7%	0,58	4,4%	0,60	0,50	20,7%

(1) Variação entre 4T21e 3T21

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações (acumuladas nos últimos 12 meses) + Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa + Recuperação/Perda de recebíveis de clientes + Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e

A dívida bruta da Companhia aumentou R\$ 1.712 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente por: (i) novas captações no montante de R\$ 3.754 milhões para capital de giro, dos quais R\$ 171 milhões referem-se a mútuos com sua controladora Enel Brasil, R\$ 2.762 milhões referem-se a mútuos com a Enel Financial International, R\$ 141 milhões referem-se a mútuos com a empresa irmã EGP Cachoeira Dourada e R\$ 680 milhões a dívida bancária; (ii) provisão de encargos e variações monetárias de R\$ 302 milhões; compensados parcialmente, por (iii) amortizações em torno de R\$ 2.199 milhões, e pagamento de encargos em aproximadamente R\$ 180 milhões ocorridos entre os períodos. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste de marcação à mercado relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 32 milhões.

Dentre o valor captado e amortizado no período, vale destacar que em 27 de dezembro de 2021, com a disponibilidade de recursos para realização de operação entre Partes Relacionadas com a Enel Finance (empresa associada ao grupo), a Companhia realizou o pré-pagamento total da 10ª emissão de debêntures no montante de R\$ 1.022.

A Enel Distribuição Rio encerrou o ano de 2021 com o custo médio de dívida no período de 7,99% a.a., ou CDI + 3,40 a.a.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 09 de setembro de 2021, 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

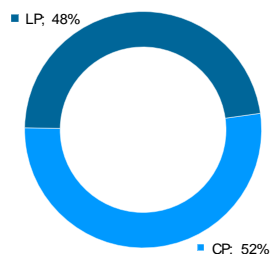
Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia utiliza-se de linhas de crédito para capital de giro, imediatamente disponíveis por meio de contratos firmados com bancos de primeira linha no valor de R\$ 80 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com 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 de COVID19, que provocou alterações no planejamento financeiro para o ano de 2020, 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, totalizando R\$ 2.700 milhões. Em 2021, esse limite foi novamente ampliado em mais R\$ 600 milhões (despacho Nº 902 de 30 de março de 2021) e R\$ 2.500 milhões, por meio do despacho de 26 de novembro de 2021, totalizando R\$ 5.800 milhões.

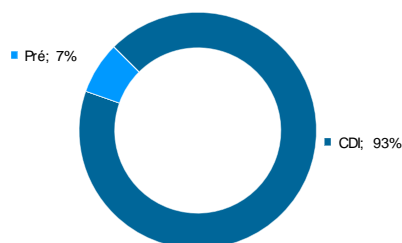
A Companhia também possui limite de mútuo com as mutuantes CDSA, Enel CIEN e CGTF. aprovado pela ANEEL, por meio do despacho Nº 647/2021, no valor de até R\$ 500 milhões.

Da dívida intercompany, o montante de R\$ 1.285 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.

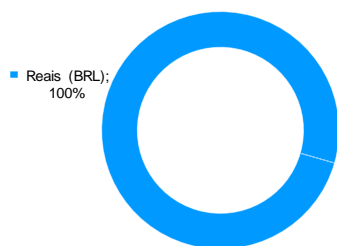
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Dez/21



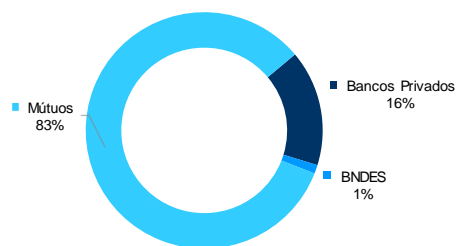
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Dez/21



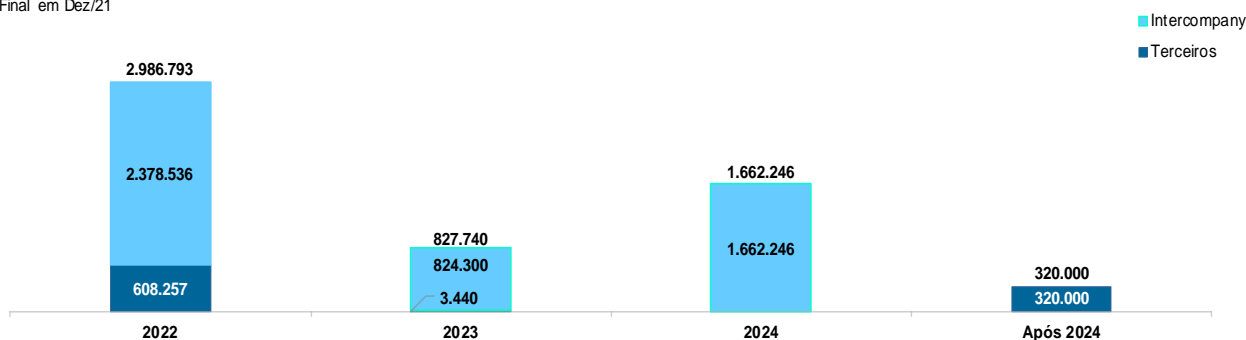
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Dez/21



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



Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP (R\$ Mil)
Posição Final em Dez/21



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	4T21	4T20	Var. %	3T21	Var. % (1)	2021	2020	Var. % (2)
Novas Conexões	145.346	59.110	>100,0%	112.611	29,1%	433.498	246.823	75,6%
Rede	110.652	45.135	>100,0%	145.553	-24,0%	406.540	319.028	27,4%
Combate às Perdas	48.463	23.767	>100,0%	55.063	-12,0%	174.338	140.637	24,0%
Qualidade do Sistema Elétrico	51.788	14.999	>100,0%	64.961	-20,3%	157.193	156.830	0,2%
Adequação à carga	10.401	6.369	63,3%	25.529	-59,3%	75.009	21.561	>100,0%
Outros	110.058	51.444	>100,0%	73.621	49,5%	302.830	206.070	47,0%
Total Investido	366.057	155.689	>100,0%	331.785	10,3%	1.142.868	771.921	48,1%
Aportes / Subsídios / Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-	-	(2.419)	-100,0%
Investimento Líquido	366.057	155.689	>100,0%	331.785	10,3%	1.142.868	769.502	48,5%

(1) Variação entre 4T21 e 3T21 (2) Variação entre 2021 e 2020

No 4T21, a Companhia investiu R\$ 366,1 milhões, um aumento de 135% 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 e na qualidade do sistema elétrico. Na rubrica “outros”, destacam-se também o investimento em manutenção que aumentam a vida útil dos ativos (R\$ 42,3 milhões). No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 1,1 bilhão, volume 48,5% maior comparado ao investido nos doze meses de 2020.

5 TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

Em função da pandemia causada pelo coronavírus, a ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº 1.511/20, de 26 de maio de 2020, suspender, em caráter excepcional e temporário, a aplicação das Bandeiras Tarifárias e acionar a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020. Contudo, diante de condições hidroenergéticas adversas, em 30 de

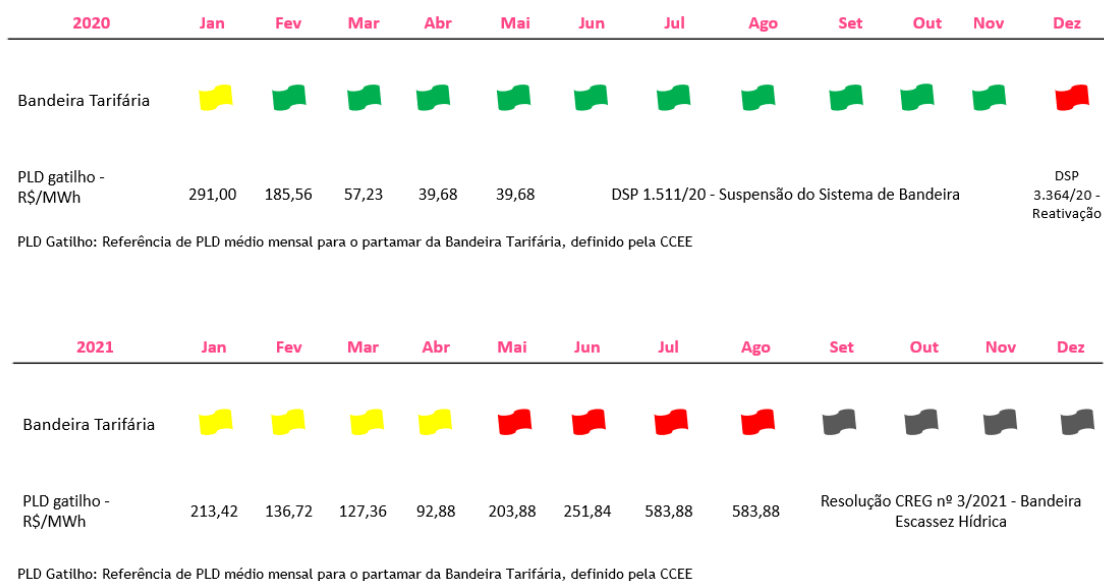
novembro de 2020, por meio do Despacho nº 3.364/20, a ANEEL decidiu revogar o Despacho nº 1.511/20 e reativou o sistema das bandeiras tarifárias, que retornou sua vigência a partir de 1º de dezembro de 2020 com o acionamento da bandeira vermelha - patamar 2.

O primeiro trimestre de 2021 foi marcado pela recuperação lenta dos níveis de reservatórios hidráulicos, assim a ANEEL publicou o acionamento da bandeira amarela para os meses de janeiro de 21 a março de 21. Com a piora do cenário hidrológico, a bandeira vermelha patamar 1 foi acionada em maio de 2021 e em junho foi acionada a bandeira vermelha patamar 2.

O terceiro trimestre foi marcado pelo agravamento hidrológico do sistema elétrico brasileiro, nos meses de julho e agosto a bandeira vermelha patamar 2 ainda foi acionada. Além disso, em 31 de agosto de 2021, o Governo Federal determinou à ANEEL, por meio da Resolução CREG nº 3/2021, a implantação da Bandeira Escassez Hídrica a ser aplicada aos clientes cativos exceto os clientes Baixa Renda que continuarão a terem os valores de bandeira dentre os patamares já conhecidos (REH 2.888/21).

A Bandeira Escassez Hídrica possui vigência de setembro de 2021 à abril de 2022, e durante este período, a tarifa será acrescida de R\$ 14,2 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

As bandeiras tarifárias que vigoraram em 2020 e em 2021, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:



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.

Em 14 de dezembro de 2021, a Resolução Homologatória n.º 2.994 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2022. O PLD máximo foi fixado em R\$ 646,58/MWh e o valor mínimo em R\$ 55,70/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2022.

Conta-Covid

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

Em 22 de julho de 2020, foram assinados os contratos entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e 16 instituições financeiras para formalizar e viabilizar os empréstimos para as distribuidoras de energia elétrica. Em 31 de julho de 2020, iniciou-se, por meio do Despacho ANEEL nº 2.177, o recebimento pelas concessionárias dos recursos da conta covid.

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

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

Em 23 de novembro de 2021, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 952 com as regras para avaliação de pedidos de reequilíbrio econômico em decorrência dos impactos decorrentes da pandemia.

Conforme tal norma, são itens passíveis de reequilíbrio a queda de faturamento devido à redução de mercado e a perda de arrecadação resultante do aumento de inadimplência. Ademais foram definidas a metodologia de cálculo da sobrecontratação involuntária resultante da redução de carga durante a pandemia e os critérios para ressarcimento aos consumidores dos custos associados à operação da Conta-Covid em 2020.

Ainda segundo tal regra, eventuais pedidos de reequilíbrio devem ser realizados em até 60 dias da publicação dos resultados da projeção de receitas irre recuperáveis que será ainda realizada pela ANEEL possivelmente no 1º trimestre de 2022.

Reajuste Tarifário Anual 2021

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 09 de março, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2021 a ser aplicado a partir de 15 de março de 2021.

A ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia positivo de +12,57% composto por reajuste econômico de +16,86% e componente financeiro de -4,29%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de +6,02%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	4,93%
Energia Comprada	4,47%
Encargos de Transmissão	5,65%
Parcela A	15,15%
Parcela B	1,71%
Reajuste Econômico	16,86%
CVA Total	8,29%
Reversão Conta Covid	-14,29%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,71%
Reajuste Financeiro	-4,29%
Reajuste Total	12,57%

Componentes Financeiros do Processo Anterior	-6,54%
Efeito para o consumidor	6,02%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 22,87%, representando 15,15% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.086 milhões. Um aumento de 34,42%, representando 4,93% no reajuste econômico em função principalmente do encargo do PROINFA (23,97%);
- Energia Comprada: R\$ 2.561 milhões. O aumento de 10,92% decorre principalmente do aumento do custo unitário de contratos de Energia Nova e Alternativa – modalidade CCEAR por disponibilidade e também da variação de preço da energia de Itaipu indexada em dólar. O aumento do custo de compra de energia representa 4,47% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 877 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de 57,14%, correspondendo a um efeito de 5,65% no reajuste econômico. Sobre esse item, destaca-se a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.725 e 2.726, ambas de julho de 2020, as quais aprovaram, respectivamente, as novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 5,06%, representando uma participação de 1,71% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 28,94%, no período de 12 meses findos em fevereiro de 2021; e
- Fator X de 0,09 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de -0,12%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel RJ;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de 0,21%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de 0%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de -R\$ 242 milhões, dentre os quais destacamos R\$ 468 milhões positivos referentes aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), Sobrecontratação de R\$ 21,05 milhões, Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 158,17 milhões e Neutralidade de R\$ 121,21 milhões. Por fim, vale destacar que foi considerado um financeiro negativo relativo à conta Covid de -R\$ 712,62 milhões, um financeiro de adiantamento do repasse dos créditos tributários de alteração da base de cálculo de PIS/COFINS de - R\$ 386 milhões e um diferimento de R\$ 53 milhões de Parcela B.

O reajuste tarifário médio de +6,02% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	10,38%
Baixa Tensão	4,63%
Efeito Médio	6,02%

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 entramos 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.