

DESTAQUES (R\$ MM) 3T23	3T23	3T22	Δ %	9M23	9M22	Δ %
Receita Operacional Líquida	9.611	10.377	(7%)	31.252	29.901	5%
Margem Bruta	2.884	3.448	(16%)	11.636	11.944	(3%)
Despesas Operacionais	(995)	(960)	4%	(2.979)	(2.814)	6%
EBITDA	3.222	2.352	37%	9.504	8.747	9%
Resultado Financeiro	(1.113)	(780)	43%	(3.706)	(2.853)	30%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.545	1.495	3%	3.488	3.782	(8%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	148	(298)	N/A	977	910	7%
IFRS 15 + Operações Corporativas	456	130	251%	909	638	42%
EBITDA Ajustado (Caixa)	2.618	2.520	4%	7.618	7.199	6%



INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Injetada Total (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	19.984	19.091	4,7%	60.173	58.333	3,2%
Total Energia Distribuída (GWh) (cativo + livre + GD)	17.276	16.736	3,2%	52.284	51.043	2,4%
Número de Clientes (mil)	16.273	15.956	2%			

Indicadores Financeiros de Dívida	3T23	2022	Variação
Dívida Líquida(1)/EBITDA(2)	3,11	3,15	(0,04)
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

(1) Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

(2) EBITDA 12 meses

EBITDA Ajustado (Caixa) atinge R\$ 2,6 bilhões no 3T23 (+4% vs. 3T22) e R\$ 7,6 bilhões no 9M23 (+6% vs. 9M22).

- Robusto crescimento de energia injetada, incluindo GD, +4,7% no 3T23 e 3,2% no 9M23;
- Despesas Operacionais, +4% no 3T23 e +6% no 9M23, em linha com a inflação e absorvendo maior número de clientes;
- Capex: R\$ 2,2 bilhões no 3T23 e R\$ 6,5 bilhões no 9M23. Crescimento orgânico das distribuidoras e execução dos projetos de transmissão e renováveis;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,11x no 3T23 (vs. 3,15x no 4T22);
- Quatro das cinco distribuidoras do grupo estão abaixo do limite regulatório de Perdas;
- Conclusão da permuta de ativos com Eletrobras (Eletronorte);
- *Closing* da transação dos ativos operacionais de transmissão com GIC, com entrada de R\$ 1,1 bilhão de caixa;
- Criação de *Joint Venture* para Geração Distribuída com Comerc Energia;
- Revisão Tarifária de Neoenergia Elektro com efeito médio ao consumidor de 7,17%, reconhecimento de BRR de R\$ 6,5 bilhões e Parcela B de 2,6 bilhões -3,9% vs. a verificada nos últimos 12 meses;
- Reajuste tarifário Neoenergia Brasília com efeito médio para o consumidor de 9,32% aplicado a partir de 22/10/23.

TELECONFERÊNCIA 3T23

Quinta-feira, 26 de outubro de 2023

Horário: 10:00 (BRT) | 9:00 (ET)

(com tradução simultânea para o inglês)

Telefone para conexão: +55 (11) 3181-8565 ou +55 (11) 4090-1621

EUA/Canada: (Toll Free) +1 844 204-8942 – **(Dial In)** +1 412 717-9627

Demais países: +1 412 717-9627 ou +55 (11) 3181-8565

Senha: Neoenergia

Acesso ao Webcast: <https://choruscall.com.br/neoenergia/3t23.htm>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO 3T23 E 9M23 A PARTIR DE ANÁLISES GERENCIAIS QUE A ADMINISTRAÇÃO ENTENDE TRADUZIR DA MELHOR FORMA O NEGÓCIO DA COMPANHIA, CONCILIADA COM OS PADRÕES INTERNACIONAIS DE DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS (*INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS – IFRS*).

SUMÁRIO

1.	DESEMPENHO OPERACIONAL	4
1.1.	Redes	4
1.2.	Renováveis	13
1.3.	Liberalizado	15
2.	DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	16
2.1.	Consolidado	16
2.2.	Redes	18
2.3.	Renováveis	25
2.4.	Liberalizado	27
3.	EBITDA (LAJIDA)	29
4.	RESULTADO FINANCEIRO	29
5.	INVESTIMENTOS	30
5.1.	Redes	30
5.2.	Renováveis	31
5.2.1.	Parques Eólicos	31
5.2.2.	Parques Solares	31
5.2.3.	Usinas Hidrelétricas	31
5.3.	Liberalizado	31
6.	ENDIVIDAMENTO	31
6.1.	Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	31
6.2.	Cronograma de amortização das dívidas	32
6.3.	Perfil Dívida	33
7.	RATING	33
8.	MERCADO DE CAPITAIS	34
9.	ESG	34
10.	OUTROS TEMAS	37
10.1.	Clientes Baixa Renda	37

10.2.	Revisão Tarifária Neoenergia Elektro	37
10.3.	Reajuste Tarifário Neoenergia Brasília	37
10.4.	Conclusão da permuta de ativos com Eletrobras	37
10.5.	<i>Closing</i> da transação dos ativos operacionais de transmissão com GIC	38
10.6.	Criação de <i>Joint Venture</i> com a Comerc Energia para GD	38
II.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	39
	ANEXO I – DREs Gerenciais por Segmentos	40
	ANEXO II – Balanço Patrimonial por Segmento	41
	ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado	42

1. DESEMPENHO OPERACIONAL

O Grupo Neoenergia possui três segmentos, que são apresentados da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão; (ii) Renováveis – geração eólica, hidrelétrica e solar e (iii) Liberalizado – geração térmica e comercialização de energia.

1.1. Redes

1.1.1. Distribuidoras

1.1.1.1 Número de Consumidores

As distribuidoras da Neoenergia encerraram o 3T23 com 16,3 milhões de consumidores ativos. Em comparação com 3T22, houve aumento de 317 mil de consumidores (+2%). A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos ao final do 3T23 por distribuidora.

Número de Consumidores (milhares)	3T23						3T22						VARIÇÃO					
	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasilia	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasilia	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasilia
Residencial	14.455	5.874	3.625	1.383	2.531	1.042	14.132	5.727	3.532	1.359	2.485	1.029	323	148	93	24	46	13
Industrial	38	10	5	1	20	1	37	10	5	1	20	1	1	(1)	1	0	(0)	(0)
Comercial	1.107	439	227	112	209	119	1.093	429	228	110	207	119	14	10	(0)	2	2	0
Rural	505	194	125	49	126	10	527	207	132	52	127	10	(22)	(13)	(7)	(2)	(1)	0
Outros	169	69	34	28	32	6	167	69	34	27	31	6	2	(0)	0	1	1	(0)
Total	16.273	6.586	4.016	1.573	2.918	1.180	15.956	6.442	3.930	1.549	2.869	1.166	317	144	86	24	49	14

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + GD) foi 17.276 GWh no 3T23 (+3,2% vs. 3T22) e 52.284 GWh no 9M23 (+2,4% vs. 9M22). Vale destacar que Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro, que passaram por revisões tarifárias em 2023, tiveram seus mercados de referência ajustados de modo a compensar as migrações para geração distribuída.

Os valores de energia distribuída por distribuidora e por tipo de cliente são apresentados nas tabelas abaixo:

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			CONSOLIDADO		
	3T23	3T22	%	3T23	3T22	%	3T23	3T22	%	3T23	3T22	%	3T23	3T22	%	3T23	3T22	%
Residencial	1.851	1.762	5,1%	1.325	1.229	7,8%	576	547	5,3%	1.231	1.173	4,9%	617	612	0,8%	5.600	5.323	5,2%
Industrial	179	217	(17,5%)	91	114	(20,2%)	37	50	(26,0%)	241	288	(16,3%)	9	10	(10,0%)	557	679	(18,0%)
Comercial	667	700	(4,7%)	455	493	(7,7%)	184	192	(4,2%)	470	477	(1,5%)	342	351	(2,6%)	2.118	2.214	(4,3%)
Rural	651	649	0,3%	118	118	-	97	87	11,5%	207	224	(7,6%)	41	38	7,9%	1.114	1.117	(0,3%)
Outros	648	620	4,5%	437	439	(0,5%)	153	148	3,4%	306	309	(1,0%)	316	320	(1,3%)	1.860	1.836	1,3%
Total Energia Distribuída (cativo)	3.996	3.948	1,2%	2.427	2.395	1,3%	1.046	1.023	2,2%	2.455	2.471	(0,6%)	1.324	1.331	(0,5%)	11.248	11.168	0,7%
Mercado Livre + Suprimento	1.420	1.360	4,4%	1.000	971	3,0%	384	372	3,2%	2.125	2.086	1,9%	336	320	5,0%	5.265	5.108	3,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	5.416	5.308	2,0%	3.427	3.366	1,8%	1.430	1.395	2,5%	4.580	4.557	0,5%	1.660	1.651	0,5%	16.513	16.277	1,4%
Energia de compensação GD	241	131	84,0%	178	113	57,5%	118	74	59,5%	141	87	62,1%	85	55	54,5%	763	460	65,9%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	5.657	5.438	4,0%	3.605	3.478	3,6%	1.548	1.468	5,4%	4.721	4.645	1,7%	1.745	1.706	2,3%	17.276	16.736	3,2%

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosem			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	9M23	9M22	%	9M23	9M22	%	9M23	9M22	%	9M23	9M22	%	9M23	9M22	%	9M23	9M22	%
Residencial	5.840	5.612	4,1%	4.248	4.004	6,1%	1.804	1.759	2,6%	3.852	3.786	1,7%	1.840	1.808	1,8%	17.583	16.969	3,6%
Industrial	523	631	(17,1%)	272	340	(20,0%)	116	153	(24,2%)	727	856	(15,1%)	29	31	(6,5%)	1.667	2.010	(17,1%)
Comercial	2.177	2.236	(2,6%)	1.470	1.579	(6,9%)	588	617	(4,7%)	1.507	1.596	(5,6%)	1.050	1.084	(3,1%)	6.792	7.111	(4,5%)
Rural	1.625	1.581	2,8%	351	368	(4,6%)	279	265	5,3%	597	680	(12,2%)	102	105	(2,9%)	2.954	2.998	(1,5%)
Outros	1.969	1.904	3,4%	1.360	1.381	(1,5%)	460	449	2,4%	941	963	(2,3%)	966	960	0,6%	5.695	5.657	0,7%
Total Energia Distribuída (cativo)	12.134	11.962	1,4%	7.701	7.672	0,4%	3.246	3.242	0,1%	7.623	7.880	(3,3%)	3.986	3.987	(0,0%)	34.690	34.743	(0,2%)
Mercado Livre + Suprimento	4.217	3.967	6,3%	2.949	2.924	0,9%	1.148	1.085	5,8%	6.110	6.176	(1,1%)	935	892	4,8%	15.359	15.046	2,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	16.351	15.929	2,6%	10.650	10.596	0,5%	4.394	4.327	1,5%	13.733	14.056	(2,3%)	4.921	4.879	0,9%	50.049	49.789	0,5%
Energia de compensação GD	691	370	86,8%	549	317	73,2%	353	193	82,9%	415	237	75,1%	225	136	65,4%	2.235	1.254	78,2%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	17.042	16.299	4,6%	11.199	10.914	2,6%	4.747	4.520	5,0%	14.148	14.294	(1,0%)	5.146	5.015	2,6%	52.284	51.043	2,4%

No 3T23, o consumo residencial apresentou aumento em todas as distribuidoras, consolidando 5.600 GWh, 5,2% acima do registrado no 3T22 e 17.583 GWh no 9M23, +3,6% vs. 9M22, influenciado, sobretudo, por temperaturas superiores e crescimento da base de clientes

O consumo da classe industrial cativa reduziu 18,0% no 3T23 vs. 3T22. Entretanto, ao se incorporar ao desempenho desta classe o consumo livre, cresce +0,6% vs. 3T22 e em linha com o 9M22. Destaque para migração de um grande cliente da Neoenergia Pernambuco para rede básica.

A classe comercial cativa consolidou 2.118 GWh no 3T23 (-4,3% vs. 3T22) e 6.792 GWh no 9M23 (-4,5% vs. 9M22).

A classe rural encerrou o trimestre em linha com o 3T22 e o acumulado foi de -1,5% vs. 9M22, principalmente por menor demanda de irrigação na área de concessão da Neoenergia Elektro.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram 1.860 GWh no 3T23, +1,3% vs. 3T22, e 5.695 GWh no 9M23, +0,7% vs. 9M22.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada total, incluindo GD, foi de 19.984 GWh no 3T23, +4,7% vs. 3T22, e de 60.173 GWh no 9M23, +3,2% vs. 9M22, influenciado pelo crescimento da base de clientes e temperaturas superiores.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T23	3T22	3T23 x 3T22		9M23	9M22	9M23 x 9M22	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	11.248	11.168	80	0,7%	34.690	34.743	(53)	(0,2%)
Mercado Livre + Suprimento	5.265	5.108	157	3,1%	15.359	15.046	313	2,1%
Energia Distribuída (A)	16.513	16.277	236	1,4%	50.049	49.789	260	0,5%
Energia Perdida (B)	2.301	2.162	139	6,4%	7.228	7.061	167	2,4%
Não Faturado (C)	234	35	199	568,6%	125	(86)	211	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	19.048	18.473	574	3,1%	57.402	56.761	641	1,1%
Energia Injetada pela GD (E)	936	618	318	51,5%	2.771	1.572	1.199	76,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	19.984	19.091	893	4,7%	60.173	58.333	1.840	3,2%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T23	3T22	3T23 x 3T22		9M23	9M22	9M23 x 9M22	
			Dif	%			Dif	%
								
Mercado Cativo	3.996	3.948	48	1,2%	12.134	11.962	172	1,4%
Mercado Livre + Suprimento	1.420	1.360	60	4,4%	4.217	3.967	250	6,3%
Energia Distribuída (A)	5.416	5.308	108	2,0%	16.351	15.929	422	2,6%
Energia Perdida (B)	939	870	69	7,9%	2.912	2.747	165	6,0%
Não Faturado (C)	34	(36)	70	N/A	87	90	(2)	(3,3%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	6.388	6.141	247	4,0%	19.351	18.766	585	3,1%
Energia Injetada pela GD (E)	316	192	124	64,6%	920	481	439	91,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	6.704	6.333	371	5,9%	20.271	19.247	1.024	5,3%
								
Mercado Cativo	2.427	2.395	32	1,3%	7.701	7.672	29	0,4%
Mercado Livre + Suprimento	1.000	971	29	3,0%	2.949	2.924	24	0,9%
Energia Distribuída (A)	3.427	3.366	61	1,8%	10.650	10.596	54	0,5%
Energia Perdida (B)	667	618	49	7,9%	2.212	2.161	51	2,4%
Não Faturado (C)	8	7	0	14,3%	(43)	(69)	26	(37,7%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	4.101	3.991	110	2,8%	12.819	12.688	131	1,0%
Energia Injetada pela GD (E)	211	138	73	52,9%	652	364	288	79,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	4.312	4.129	183	4,4%	13.471	13.052	419	3,2%
								
Mercado Cativo	1.046	1.023	23	2,2%	3.246	3.242	4	0,1%
Mercado Livre + Suprimento	384	372	12	3,2%	1.148	1.085	63	5,8%
Energia Distribuída (A)	1.430	1.395	35	2,5%	4.394	4.327	67	1,5%
Energia Perdida (B)	131	118	13	11,0%	395	407	(12)	(2,9%)
Não Faturado (C)	25	10	15	150,0%	(28)	(61)	33	(54,1%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.586	1.523	63	4,1%	4.761	4.672	89	1,9%
Energia Injetada pela GD (E)	136	98	38	38,8%	418	244	174	71,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	1.722	1.621	101	6,2%	5.179	4.916	263	5,4%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T23	3T22	3T23 x 3T22		9M23	9M22	9M23 x 9M22	
			Dif	%			Dif	%
								
Mercado Cativo	2.455	2.471	(16)	(0,6%)	7.623	7.880	(257)	(3,3%)
Mercado Livre + Suprimento	2.125	2.086	39	1,9%	6.110	6.176	(66)	(1,1%)
Energia Distribuída (A)	4.580	4.557	23	0,5%	13.733	14.056	(323)	(2,3%)
Energia Perdida (B)	334	336	(1)	(0,6%)	1.043	1.052	(9)	(0,9%)
Não Faturado (C)	136	28	108	385,7%	101	(67)	168	(250,7%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	5.051	4.921	130	2,6%	14.877	15.041	(164)	(1,1%)
Energia Injetada pela GD (E)	176	116	60	51,7%	518	303	215	71,0%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.227	5.037	190	3,8%	15.395	15.344	51	0,3%

								
Mercado Cativo	1.324	1.331	(7)	(0,5%)	3.986	3.987	(1)	(0,0%)
Mercado Livre + Suprimento	336	320	16	5,0%	935	892	42	4,8%
Energia Distribuída (A)	1.660	1.651	9	0,5%	4.921	4.879	42	0,9%
Energia Perdida (B)	231	221	10	4,5%	665	695	(29)	(4,3%)
Não Faturado (C)	31	25	6	24,0%	7	21	(14)	(66,7%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.922	1.897	25	1,3%	5.594	5.594	0	-
Energia Injetada pela GD (E)	98	74	24	32,4%	262	179	83	46,4%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.020	1.971	49	2,5%	5.856	5.773	83	1,4%

NOTA: Energia Distribuída não considera energia de compensação GD.

1.1.1.4. Perdas

As perdas de energia são acompanhadas através do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, apresentamos abaixo a evolução do indicador e a comparação com a cobertura tarifária.

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	Aneel 23
Neoenergia Coelba	10,66%	10,61%	10,48%	10,47%	10,52%	3,90%	4,01%	4,27%	4,13%	4,53%	14,56%	14,63%	14,75%	14,60%	15,04%	14,89%
Neoenergia Pernambuco	8,60%	8,60%	8,65%	8,73%	8,89%	8,17%	7,98%	8,04%	8,09%	8,29%	16,77%	16,58%	16,69%	16,82%	17,18%	15,16%
Neoenergia Cosern	8,36%	8,28%	8,11%	8,14%	8,07%	0,23%	-0,17%	-0,01%	-0,12%	0,34%	8,59%	8,12%	8,10%	8,02%	8,41%	10,53%
Neoenergia Elektro	5,99%	5,98%	5,99%	6,03%	5,99%	0,40%	0,60%	0,96%	0,99%	1,52%	6,39%	6,57%	6,95%	7,01%	7,52%	7,92%
Neoenergia Brasília	8,04%	8,22%	8,30%	8,23%	8,29%	4,14%	3,21%	2,79%	2,65%	2,93%	12,18%	11,42%	11,09%	10,88%	11,22%	11,79%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	Aneel 23
Neoenergia Coelba	2.666	2.662	2.655	2.660	2.699	975	1.006	1.081	1.050	1.162	3.641	3.668	3.736	3.710	3.860	3.806
Neoenergia Pernambuco	1.493	1.474	1.481	1.498	1.535	1.418	1.367	1.376	1.387	1.431	2.911	2.842	2.857	2.885	2.966	2.555
Neoenergia Cosern	539	527	515	520	521	15	(11)	(1)	(8)	22	553	517	515	513	543	695
Neoenergia Elektro	1.206	1.197	1.188	1.190	1.190	80	120	191	195	303	1.285	1.317	1.379	1.385	1.493	1.581
Neoenergia Brasília	605	616	623	614	621	312	240	210	198	220	917	856	833	812	841	887

NOTAS: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de setembro de 2023 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2022 foram ajustados para a apuração definitiva. (2) A tabela normaliza o impacto da Resolução Normativa ANEEL 1000/2021 a partir do 3T22 até 2T23, sendo nulo o impacto do 3T23. (3) Limite regulatório 12 meses.

As perdas totais seguem controladas nos últimos 12 meses, com quatro das cinco distribuidoras enquadradas no limite regulatório.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 15,04% no 3T23. As perdas totais do trimestre foram de 15,24%, reforçando o enquadramento regulatório aprovado na revisão tarifária de abril de 2023, de 15,42%.

Na Neoenergia Pernambuco, as perdas totais 12 meses encerraram o 3T23 em 17,18%, ainda acima do patamar regulatório de 15,16%. Vale destacar, o impacto de +0,13 p.p. no indicador do 3T23 em função da migração de um grande cliente para rede básica.

Já as perdas totais 12 meses na Neoenergia Cosern encerraram o período em 8,41%, abaixo do limite regulatório de 10,53%.

A Neoenergia Elektro encerrou o 3T23 em 7,52%, também abaixo do seu patamar regulatório de 7,92%.

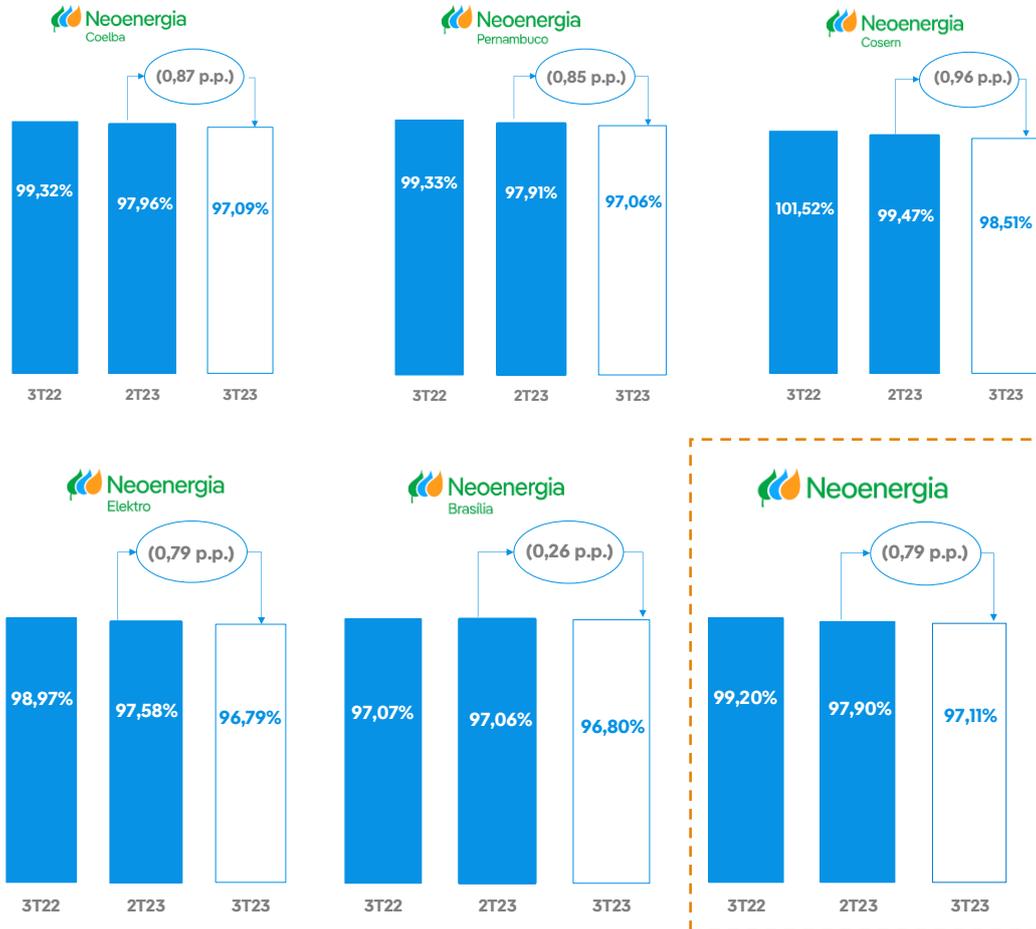
Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas totais 12 meses de 11,22% no 3T23, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,79%, reflexo do *turnaround* realizado.

No 9M23 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas nas 5 distribuidoras:

- i. Realização de mais de 293 mil inspeções, recuperando mais de 333 GWh;
- ii. Substituição de mais de 235 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- iii. Regularização de mais de 124 mil clandestinos;
- iv. Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em 320 mil pontos, recuperando mais de 50 GWh; e
- v. Realização de 284 ações com apoio policial.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

Os gráficos abaixo retratam o índice de arrecadação que é a razão entre a arrecadação dos últimos 12 meses sobre contas vencidas sobre o faturamento 12 meses da Neoenergia.



Com base nos gráficos acima, percebe-se que os níveis de arrecadação na visão 12 meses seguem elevados confirmando o sucesso das ações de cobrança. A taxa de arrecadação consolidada, foi de 97,11% no 3T23.

Os indicadores de arrecadação e a PECLD do 3T23 foram impactadas por grandes negociações e pagamentos de grandes clientes e prefeituras que geraram reversões na ordem de R\$ 7 milhões na Neoenergia Coelba, R\$ 8 milhões na Neoenergia Pernambuco, R\$ 9 milhões na Neoenergia Cosern e R\$ 8 milhões na Neoenergia Elektro, relativo a um pagamento de precatório.

PECLD/ ROB	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23	3T22 x 3T23	Limite Regulatório
Neoenergia Coelba	ROB	3.322	3.502	4.013	4.030	3.972	3.972
	PECLD	44	45	56	81	52	48
	Inadimplência	1,33%	1,28%	1,39%	2,01%	1,30%	1,21%
Neoenergia Pernambuco	ROB	2.021	2.222	2.253	2.277	2.205	2.205
	PECLD	51	38	75	60	51	38
	Inadimplência	2,54%	1,70%	3,32%	2,64%	2,32%	1,73%
Neoenergia Cosern	ROB	849	939	917	934	942	942
	PECLD	3	3	2	(4)	4	5
	Inadimplência	0,30%	0,36%	0,25%	(0,43%)	0,38%	0,53%
Neoenergia Elektro	ROB	2.335	2.672	2.847	2.540	2.753	2.753
	PECLD	21	30	36	26	15	16
	Inadimplência	0,91%	1,13%	1,27%	1,03%	0,55%	0,57%
Neoenergia Brasília	ROB	942	1.122	1.130	1.156	1.216	1.216
	PECLD	15	9	13	10	13	7
	Inadimplência	1,58%	0,76%	1,12%	0,82%	1,07%	0,61%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

No 3T23 foram adotadas diversas ações de cobrança nas 5 distribuidoras com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, conseqüentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:

- i. Realização de 430 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georreferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência para otimizar as ações;
- ii. Acompanhamentos de 126 mil instalações de clientes que sofreram suspensão do fornecimento;
- iii. Negativações de 3,7 milhões consumidores;
- iv. Protesto de mais de 42 mil títulos através dos cartórios e envio de notificações;
- v. 8,6 milhões cobranças terceirizadas através das assessorias de cobrança;
- vi. Cobranças telefônicas totalizando 88 milhões contatos através de SMS e URA;
- vii. Cobrança por e-mail totalizando 46 milhões acionamentos;
- viii. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- ix. Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito ou de crédito;
- x. Negociações para 264 mil consumidores através da plataforma digital;
- xi. Notificação de 156 mil clientes através do Whatsapp.

1.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição. Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC. Já Neoenergia Brasília, enquadrou o DEC no 4T22 e teve piora pontual no FEC, ficando acima do limite regulatório definido para 2023, porém abaixo do limite definido em seu contrato de concessão de 6,43 vezes.



NOTA: Indicadores 12 meses sem supridora. Devido ao fato do prazo de apuração dos indicadores de qualidade ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2022 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 3T23, estavam em operação dez ativos de transmissão (Afluente T, Narandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados, Jalapão, Santa Luzia e Rio Formoso). Em 29 de setembro de 2023, ocorreu o *closing* da operação de venda de participação societária de 50% em oito ativos de transmissão em operação (Jalapão, Santa Luzia, Dourados, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Narandiba e Rio Formoso) para o GIC, anunciada em abril de 2023, com entrada de R\$ 1,1 bilhão de caixa.

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ² (R\$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%)				
								2019	2020	2021	2022	2023
-	-	Afluente T	BA	489	3 subestações	73	1990	99,88	99,97	99,83	99,90	99,96
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹	BA	-	1 subestação	16	Jun/11	99,94	99,97	99,98	99,95	99,88
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ¹		5	Set/14	100,00	100,00	99,98	99,95	99,88		
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 subestação	6	Jul/15	99,94	99,97	99,98	99,95	99,88
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN/PB	190	-	33	Nov/16	99,68	99,93	99,98	99,91	99,68
Leilão Abr/17	4	Dourados	MS	581	1 subestação	92	Ago/21	-	-	99,98	99,99	99,99
	20	Atibaia	SP	-	1 subestação	19	Dez/19	-	99,99	99,90	100,00	99,99
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	18	Jul/20	-	100,00	99,92	99,97	100,00
	27	Sobral	CE	-	1 subestação	17	Jan/20	-	100,00	99,98	99,99	99,97
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 subestação	79	Nov/21	-	-	-	100,00	99,99
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	173	Jan/22	-	-	-	99,99	99,98
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	BA	210	2 subestações	23	Jan/23	-	-	-	-	100,00

NOTA: Afluente T foi oriunda do processo de desverticalização da Neoenergia Coelba.

¹ Narandiba é formada por 3 subestações: SE Narandiba, SE Extremoz II e SE Brumado II.

² RAP homologada (Ciclo 2023-2024).

O limite estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) estipula como normal a disponibilidade entre 95% e 98%. Este indicador baliza a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. Nos últimos quatro anos, as transmissoras do grupo estiveram com disponibilidade acima do limite superior definido pelo ONS, conforme tabela acima.

1.1.2.2. Licenças Ambientais e Evolução da Construção dos Ativos de Transmissão

Status dos Projetos de Transmissão				LICENÇAS			RAP (I)	CAPEX	Entrada em	Fin da
				LP	LI	LO	R\$ (MM)	Aneel	Operação	Concessão
								R\$ (MM)	(Aneel)	
Leilão Dez/2018	Lote 2	Guanabara	85%	✓	✓	▲	155	1.331	Mar/24	Mar/49
	Lote 3	Itabapoana	93%	✓	✓	▲	91	754	Mar/24	Mar/49
	Lote 1	Vale do Itajaí	66%	✓	✓	■	257	2.792	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2020	Lote 14	Lagoa dos Patos	73%	■	■	■	160	1.215	Mar/24	Mar/49
	Lote 2	Morro do Chapéu	49%	✓	✓	▲	200	1.997	Mar/26	Mar/51
Leilão Dez/2021	Lote 4	Estreito	54%	N/A	N/A	N/A	42	661	Mar/26	Mar/52
Leilão Jun/2022	Lote 2	Alto Paranaíba	3%	■	■	▲	395	4.938	Set/27	Set/52
	Lote 11	Paraíso	42%	✓	✓	▲	42	499	Set/26	Set/52

(I) RAP ciclo 2023/2024.

Concluído	✓
Concluído parcialmente	■
Em andamento	●
A iniciar	▲

LP = Licença Prévia
LI = Licença de Instalação
LO = Licença de Operação

Segue o status dos lotes em construção:

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – Licenças emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras em andamento. Conclusão da SE Indaial e dos trechos LT Rio do Sul – Indaial e LT Indaial – Gaspar 2, com liberação de 9% da RAP. Previsão de liberação de 13% da RAP para o 4T23 e RAP restante até janeiro de 2025.
- Lote 2 (Guanabara) – Licenças emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras em andamento com entrada parcial em 2023 e liberação integral da RAP prevista para o 1S24.
- Lote 3 (Itabapoana) – Licenças emitidas. Obras em andamento, com entrega total do lote no 4T23.
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) – 61% da RAP já liberada. Expectativa de liberação de mais 3% da RAP no 1T24. Os 36% de RAP restantes se referem ao trecho 1, cujas obras só serão iniciadas quando a Aneel prover uma solução, uma vez que a licença prévia não foi concedida para o trecho.

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) – Licenças emitidas para todos os trechos com obras em andamento. Entregas parciais no 4T23 e liberação integral da RAP ao longo de 2024, de acordo com o *business plan*.

Leilão de Dezembro/2021:

- Lote 4 (Estreito) - Emitida dispensa de licenciamento pelo órgão ambiental e obras em andamento. Entrega prevista para 1S24, conforme *business plan*.

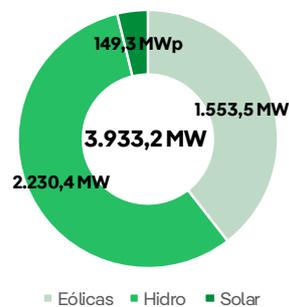
Leilão de Junho/2022:

- Lote 2 (Alto Paranaíba) – LP Ibama emitida sem condicionantes, LP estadual até dezembro de 2023. Início das obras para janeiro de 2024, conforme o *business plan*.
- Lote 11 (Paraíso) – LP já concluída e LI ratificada pelo órgão. 100% das negociações fundiárias concluídas. Obras já iniciadas. Avanços conforme o *business plan*.

1.2. Renováveis

Os ativos em operação totalizam 44 parques eólicos, 6 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.

Capacidade Instalada Atual



1.2.1. Parques Eólicos e Solares

A Companhia encerrou o 3T23 com 44 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 1.554 MW e 2 parques solares (Complexo Solar Luzia), com capacidade instalada de 149 MWp.

O portfólio de ativos eólicos de 1,6 GW possui 51% destinados ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 49% ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), alinhado com a estratégia de posicionamento na liberalização do mercado de energia brasileiro.

No 3T23 a energia eólica e solar gerada foi de 1.581 GWh, 10,25% acima do 3T22, e no acumulado a geração foi de 3.766 GWh, +31,63% vs. 9M22. Destaque para a entrada em operação do Complexo Eólico de Oitis e do Complexo Solar Luzia em 2023. A disponibilidade no trimestre foi acima de 96%.

Eólicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,0	13,00	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,70	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,20	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,90	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,90	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,90	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,90	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,80	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,50	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,30	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,10	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,80	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,50	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,70	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,70	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	15,60	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	16,30	04/08/2015	03/08/2050
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,8	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	05/02/2019	04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	05/02/2019	04/02/2054
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	21/06/2018	20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	26/06/2018	25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	26/06/2018	25/06/2053
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	26/06/2018	25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	05/02/2019	04/02/2054
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	26/06/2018	25/06/2053
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,63	05/02/2019	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,7	17,2	05/02/2019	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,9	5,8	05/02/2019	04/02/2054
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	26,1	29/11/2019	28/11/2054
OITIS 2	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	27,5	14,26	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 3	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,4	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 4	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 5	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	23,8	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 6	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,3	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 7	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	25,6	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	25,5	29/11/2019	28/11/2054
OITIS 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44,00	20,8	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49,50	22,22	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	21,9	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	21,2	24/12/2019	23/12/2054

Fotovoltaicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MWp)	Energia Assegurada (MWm)	Data da Concessão	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74,65	17,3	29/05/2020	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74,65	17,3	29/05/2020	29/05/2055

1.2.2. Hidrelétricas

A Neoenergia encerrou o 3T23 com participação em 6 usinas hidrelétricas (com participação direta e indireta): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Baixo Iguaçu e Belo Monte.

Em setembro de 2023, foi divulgado o *closing* da operação de Permuta de Ativos entre a Neoenergia e a Eletrobras, que resultou na consolidação de 100% da hidrelétrica de Dardanelos e no desinvestimento em Teles Pires. O *closing* da operação de desinvestimento em Baguari aconteceu em outubro e será refletido a partir do 4T23.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
						Autorização	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	202,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	47	07/11/2001	22/04/2040
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,0	81,9	15/08/2006	19/03/2046
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261,0	147,2	03/07/2007	19/11/2048
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4.571,0	26/08/2010	10/07/2046
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350,2	172,4	20/08/2012	03/12/2049

NOTA: Em 17 de setembro de 2021, a Aneel homologou uma extensão dos prazos de outorga das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Em 13 de dezembro de 2022, a Aneel postergou em 220 dias o prazo de concessão da UHE Dardanelos, pela resolução autorizativa nº 13.297.

1.3. Liberalizado

1.3.1. Termopernambuco

A Termopernambuco é uma térmica inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas). Possui PPAs com Neoenergia Coelba (65MW) e Neoenergia Pernambuco (390MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504 MW. Vale lembrar que a Termopernambuco, sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade em dezembro de 2021, onde foi vendida toda sua capacidade disponível, de 498 MW, ao preço da potência R\$ 487.412,70 MW/ano, com início de fornecimento em 1º de julho de 2026, assegurando a receita fixa de potência de R\$ 207 milhões por ano. O contrato tem vigência de 15 anos.

No 3T23 e no 9M23 não houve geração de energia em Termopernambuco, uma vez que a usina não foi despachada. O resultado segue preservado pelos contratos de venda e sua estrutura de custos.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida (1)	9.611	10.377	(766)	(7%)	31.252	29.901	1.351	5%
Custos Com Energia (2)	(6.875)	(6.631)	(244)	4%	(20.593)	(18.867)	(1.726)	9%
Margem Bruta s/VNR	2.736	3.746	(1.010)	(27%)	10.659	11.034	(375)	(3%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	148	(298)	446	N/A	977	910	67	7%
MARGEM BRUTA	2.884	3.448	(564)	(16%)	11.636	11.944	(308)	(3%)
Despesa Operacional	(995)	(960)	(35)	4%	(2.979)	(2.814)	(165)	6%
PECLD	(128)	(127)	(1)	1%	(489)	(385)	(104)	27%
(+) Equivalência Patrimonial / Operações Corporativas	1.461	(9)	1.470	N/A	1.336	2	1.334	66.700%
EBITDA	3.222	2.352	870	37%	9.504	8.747	757	9%
Depreciação	(649)	(568)	(81)	14%	(1.884)	(1.632)	(252)	15%
Resultado Financeiro	(1.113)	(780)	(333)	43%	(3.706)	(2.853)	(853)	30%
IR/CS	98	498	(400)	(80%)	(376)	(429)	53	(12%)
Minoritário	(13)	(7)	(6)	86%	(50)	(51)	1	(2%)
LUCRO LÍQUIDO	1.545	1.495	50	3%	3.488	3.782	(294)	(8%)

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

Conforme expresso na Orientação Técnica OCPC 08, o reconhecimento e mensuração das variações entre os custos não gerenciáveis efetivamente ocorridos em relação às tarifas homologadas são classificados sempre na linha de Receita Operacional como Valores a Receber/Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros. Considerando que grande parte da Parcela A é registrada como custo de energia, a análise isolada de variações de receita e custo pode levar a distorções na interpretação do resultado do período. Desta forma, a Companhia acredita ser mais adequado explicar as variações do resultado a partir da Margem Bruta.

A Neoenergia encerrou o 3T23 com Margem Bruta de R\$ 2.884 milhões, -16% vs. 3T22, impactada negativamente por um ajuste não recorrente de -R\$ 1.108 milhões via IFRS 15, relacionado a *overrun* de Capex, sobretudo em Vale do Itajaí (lote 1 - leilão dez/18) em decorrência de atrasos no licenciamento ambiental por conta da pandemia e pela menor margem de Termopernambuco, amenizados pelos seguintes efeitos positivos: (i) aumento da base de clientes, (ii) maiores volumes; (iii) Reajuste Tarifário de 2022 da Neoenergia Elektro, vigente a partir do final de agosto/22 (variação da parcela B: +9,32%) e da Neoenergia Brasília, vigente a partir do início de novembro/22 (variação da parcela B: +5,2%); (iv) das Revisões Tarifárias de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern em abril de 2023, variação da parcela B +2,5% e +0,25%, respectivamente; (v) do maior VNR; e (vi) melhor resultado em Renováveis devido consolidação de Dardanelos em setembro de 2023 e da conclusão do Complexo Solar Luzia.

No acumulado, a Margem Bruta foi de R\$ 11.636 milhões (-3% vs. 9M22), impactada negativamente pelos motivos do trimestre, e positivamente, pelos seguintes efeitos: (i) aumento da base de clientes, (ii) maiores volumes; (iii) Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente), da Neoenergia Elektro, vigente a partir do final de agosto/22 (variação da parcela B: +9,32%) e da Neoenergia Brasília, vigente a partir do início de novembro/22 (variação da parcela B: +5,2%); (iv) Revisões Tarifárias de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern em abril de 2023, variação da parcela B +2,5% e +0,25%, respectivamente; (v) maior VNR; e (vi) melhor resultado em Renováveis devido à

entrada em operação dos Complexos Eólicos Oitis e do Complexo Solar Luzia e da consolidação de Dardanelos, em setembro de 2023.

As despesas operacionais somaram R\$ 995 milhões no 3T23 (+4% vs. 3T22) e R\$ 2.979 milhões no 9M23 (+6% vs. 9M22). Normalizando os novos lotes de transmissão e projetos renováveis, o crescimento é de 3% no 3T23 e 5% no 9M23, em linha com a inflação e absorvendo maior número de clientes.

A PECLD foi de R\$ 128 milhões no 3T23, em linha com o 3T22. Vale destacar que nesse trimestre houve efeito não recorrente com reversões da ordem de R\$ 32 milhões em decorrência de renegociações e pagamentos de Grandes Clientes, além do recebimento de precatórios. No acumulado, a PECLD contabilizou R\$ 489 milhões, +R\$ 104 milhões vs. 9M22, impactada negativamente pelo efeito não recorrente dos pedidos de falência de grandes clientes no início do ano. O indicador PECLD/ROB consolidado das distribuidoras da Neoenergia no 3T23 foi de 1,21%, abaixo do observado no 2T23, de 1,58% e acima do regulatório, de 1,08%.

No 3T23 foi registrado +R\$ 1.503 milhões referente a aquisição de controle da hidrelétrica de Dardanelos, no âmbito do *closing* da operação de permuta de ativos com a Eletrobras, conforme anunciado no resultado do 4T22. A partir de setembro de 2023, Dardanelos passou a ser 100% consolidada. Adicionalmente, nesta rubrica foi registrado -R\$ 56 milhões no 3T23 e -R\$ 193 milhões no 9M23 de ajuste a valor justo referente à operação corporativa das transmissoras, no âmbito da venda de 50% dos ativos para o GIC, anunciada em abril de 2023, que teve seu *closing* em setembro de 2023, com entrada caixa de R\$ 1,1 bilhão.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 3.222 milhões no 3T23 (+37% vs. 3T22) e de R\$ 9.504 milhões no 9M23 (+9% vs. 9M22). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 2.618 milhões no 3T23 (+4% vs. 3T22) e R\$ 7.618 milhões no 9M23 (+6% vs. 9M22).

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.113 milhões no 3T23, pior em R\$ 333 milhões vs. 3T22. Já no 9M23 foi de -R\$ 3.706 milhões, pior em R\$ 853 milhões vs. 9M22. Essa variação é explicada, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida, além do aumento do saldo médio da dívida devido às captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão, eólico e solar, além das Distribuidoras.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 98 milhões, vs. R\$ 498 milhões no 3T22, explicado pelo crédito de IR gerado em razão do ajuste não recorrente do IFRS15 de transmissão no 3T23, já no 3T22, foi realizada a baixa do passivo diferido, decorrente da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília, no montante de R\$ 678 milhões. No acumulado foi de -R\$ 376 milhões, -12% vs. 9M22, em virtude do incremento no percentual da atividade incentivada que impacta o lucro da exploração que é base para apuração do benefício, ajustado no 2T23.

O lucro líquido encerrou o trimestre em R\$ 1.545 mil (+3% vs. 3T22) e o acumulado em R\$ 3.488 milhões (-8% vs. 9M22).

2.2. Redes

O resultado do segmento de Redes contempla o desempenho tanto das distribuidoras como dos ativos de transmissão.

DRE REDES (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	9.143	9.904	(761)	(8%)	30.084	28.743	1.341	5%
Custos Com Energia	(7.046)	(6.940)	(106)	2%	(21.136)	(19.675)	(1.461)	7%
Margem Bruta s/ VNR	2.097	2.964	(867)	(29%)	8.948	9.068	(120)	(1%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	148	(298)	446	N/A	977	910	67	7%
Margem Bruta	2.245	2.666	(421)	(16%)	9.925	9.978	(53)	(1%)
Despesa Operacional	(814)	(795)	(19)	2%	(2.452)	(2.354)	(98)	4%
PECLD	(127)	(126)	(1)	1%	(488)	(381)	(107)	28%
Operações Corporativas	(56)	-	(56)	N/A	(193)	-	(193)	N/A
EBITDA	1.248	1.745	(497)	(28%)	6.792	7.243	(451)	(6%)
Depreciação	(489)	(438)	(51)	12%	(1.430)	(1.224)	(206)	17%
Resultado Financeiro	(1.046)	(725)	(321)	44%	(3.296)	(2.289)	(1.007)	44%
IR CS	186	607	(421)	(69%)	(198)	(196)	(2)	1%
LUCRO LÍQUIDO	(101)	1.189	(1.290)	N/A	1.868	3.534	(1.666)	(47%)

O segmento de Redes encerrou o 3T23 com Margem Bruta de R\$ 2.245 milhões, -16% vs. 3T22, impactada negativamente por um ajuste não recorrente de -R\$ 1.108 milhões via IFRS 15, relacionado a *overrun* de Capex, sobretudo em Vale do Itajaí (lote 1 | leilão dez/18) em decorrência de atrasos no licenciamento ambiental por conta da pandemia, amenizado pelos seguintes efeitos positivos: (i) aumento da base de clientes, (ii) maiores volumes; (iii) Reajuste Tarifário de 2022 da Neoenergia Elektro, vigente a partir do final de agosto/22 (variação da parcela B: +9,32%) e da Neoenergia Brasília, vigente a partir do início de novembro/22 (variação da parcela B: +5,2%); (iv) Revisões Tarifárias de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern em abril de 2023, variação da parcela B +2,5% e +0,25%, respectivamente; e (v) maior VNR.

No acumulado, a Margem Bruta foi de R\$ 9.925 milhões, em linha com o 9M22, impactada negativamente pelos motivos do trimestre, e positivamente, pelos seguintes efeitos: (i) aumento da base de clientes, (ii) maiores volumes; (iii) Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente), da Neoenergia Elektro, vigente a partir do final de agosto/22 (variação da parcela B: +9,32%) e da Neoenergia Brasília, vigente a partir do início de novembro/22 (variação da parcela B: +5,2%); (iv) Revisões Tarifárias de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern em abril de 2023, variação da parcela B +2,5% e +0,25%, respectivamente; e (v) maior VNR.

As despesas operacionais somaram R\$ 814 milhões no 3T23 (+2% vs. 3T22) e R\$ 2.452 milhões no 9M23 (+4% vs. 9M22), abaixo da inflação do período e absorvendo crescimento de clientes.

A PECLD foi de R\$ 127 milhões no 3T23, em linha com o 3T22. Vale destacar que nesse trimestre houve efeito não recorrente com reversões da ordem de R\$ 32 milhões em decorrência de renegociações e pagamentos de Grandes Clientes, além do recebimento de precatórios. No acumulado, a PECLD contabilizou R\$ 488 milhões, +R\$ 107 milhões vs. 9M22, explicado por efeitos pontuais de falências de grandes clientes no início do ano. O indicador PECLD/ROB consolidado das distribuidoras da Neoenergia no 3T23 foi de 1,21%, abaixo do observado no 2T23, de 1,58% e acima do regulatório, de 1,08%.

No 3T23 foi registrado -R\$ 56 milhões e -R\$ 193 milhões no 9M23 de ajuste a valor justo referente à operação corporativa das transmissoras, no âmbito da venda de 50% dos ativos para o GIC, anunciada em abril de 2023, que teve seu *closing* em setembro de 2023, com entrada caixa de R\$ 1,1 bilhão.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 1.248 milhões no 3T23 (-28% vs. 3T22) e de R\$ 6.792 milhões no 9M23 (-6% vs. 9M22). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 2.166 milhões no 3T23 (+13% vs. 3T22) e R\$ 6.403 milhões no 9M23 (+12% vs. 9M22).

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 186 milhões, vs. R\$ 607 milhões no 3T22, explicado pelo crédito de IR gerado em razão do ajuste não recorrente do IFRS15 de transmissão no 3T23, já no 3T22, foi realizada a baixa do passivo diferido, decorrente da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília, no montante de R\$ 678 milhões. No acumulado foi de -R\$ 198 milhões, em linha com o 9M22, já que foi impactada positivamente no 2T23 em virtude do incremento no percentual da atividade incentivada que impacta o lucro da exploração que é base para apuração do benefício.

O segmento de Redes teve prejuízo de R\$ 101 milhões no 3T23, vs. lucro de R\$ 1.189 milhões no 3T22. No acumulado, o lucro líquido encerrou em R\$ 1.868 milhões (-47% vs. 9M22), impactado também pela piora no resultado financeiro, em virtude do aumento nos encargos de dívida devido ao maior saldo médio.

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	(11)	878	(889)	(101%)	2.522	2.537	(15)	(1%)
Custos de Construção	(768)	(615)	(153)	25%	(2.385)	(1.519)	(866)	57%
Margem Bruta	(779)	263	(1.042)	(396%)	137	1.018	(881)	(87%)
Despesa Operacional	(48)	(33)	(15)	45%	(144)	(108)	(36)	33%
PECLD	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
Operações Corporativas	(56)	-	(56)	-	(193)	-	(193)	-
EBITDA	(884)	230	(1.114)	N/A	(201)	910	(1.111)	N/A
Depreciação	(1)	-	(1)	-	(4)	-	(4)	-
Resultado Financeiro	(101)	(68)	(33)	49%	(377)	(302)	(75)	25%
IR CS	333	(57)	390	N/A	167	(181)	348	N/A
LUCRO LÍQUIDO	(653)	105	(758)	N/A	(415)	427	(842)	N/A
IFRS15	(1.010)	130	(1.140)	N/A	(395)	638	(1.033)	N/A

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de -R\$ 779 milhões no trimestre (vs. +R\$ 263 milhões no 3T22) e R\$ 137 milhões no 9M23 (vs. +R\$ 1.018 milhões no 9M22), impactada negativamente por um ajuste não recorrente de -R\$ 1.108 milhões via IFRS 15, relacionado a *overrun* de Capex, sobretudo em Vale do Itajaí (lote 1 | leilão dez/18) em decorrência de atrasos no licenciamento ambiental por conta da pandemia.

As despesas operacionais somaram R\$ 48 milhões no 3T23, R\$ 15 milhões acima do 3T22, e R\$ 144 milhões no acumulado (+R\$ 36 milhões vs. 9M22), em decorrência do gasto pontual relativo aos estudos para o leilão de junho de 2023 e dos novos lotes em operação.

No 3T23 foi registrado -R\$ 56 milhões e -R\$ 193 milhões no 9M23 de ajuste a valor justo referente à operação corporativa das transmissoras, no âmbito da venda de 50% dos ativos para o GIC, anunciada em abril de 2023, que teve seu *closing* em setembro de 2023, com entrada de R\$ 1,1 bilhão de caixa.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em -R\$ 884 milhões (vs. +R\$ 230 milhões no 3T22) e o acumulado em -R\$ 201 milhões, vs. +R\$ 910 milhões no 9M22. Já o EBITDA Caixa (ex-IFRS e Oper. Corporativas) do trimestre foi de R\$ 182 milhões (+82% vs. 3T22) e do acumulado de R\$ 387 milhões (+42% vs. 9M22).

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 333 milhões, vs. -R\$ 57 milhões no 3T22 e no acumulado foi de +R\$ 167 milhões vs. -R\$ 181 milhões no 9M22, devido ao crédito de IR gerado em razão do ajuste não recorrente do IFRS15.

O segmento de transmissão teve prejuízo de -R\$ 653 milhões no 3T23 e de -R\$ 415 milhões no 9M23.

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	3.473	3.439	34	1%	10.547	9.987	560	6%
Custos Com Energia	(2.187)	(2.242)	55	(2%)	(6.548)	(6.392)	(156)	2%
Margem Bruta s/ VNR	1.286	1.197	89	7%	3.999	3.595	404	11%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	68	(151)	219	(145%)	536	434	102	24%
Margem Bruta	1.354	1.046	308	29%	4.535	4.029	506	13%
Despesa Operacional	(338)	(315)	(23)	7%	(1.002)	(949)	(53)	6%
PECLD	(50)	(42)	(8)	19%	(191)	(146)	(45)	31%
EBITDA	966	689	277	40%	3.342	2.934	408	14%
Depreciação	(215)	(193)	(22)	11%	(628)	(549)	(79)	14%
Resultado Financeiro	(431)	(322)	(109)	34%	(1.325)	(954)	(371)	39%
IR CS	(50)	21	(71)	(338%)	(119)	(251)	132	(53%)
LUCRO LÍQUIDO	270	195	75	38%	1.270	1.180	90	8%

A Neoenergia Coelba apresentou margem bruta de R\$ 1.354 milhões no 3T23 (+29% vs. 3T22), em virtude da variação da parcela B de +2,5% em abril/23, do aumento da base de clientes (+2,2%), de volumes superiores e do maior VNR, devido ao maior IPCA no período. No 9M23 a margem bruta foi de R\$ 4.535 milhões (+13% vs. 9M22), também em virtude dos efeitos acima, além da variação da parcela B de +14,14% em abril/22.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 338 milhões no 3T23 (+7% vs. 3T22) e R\$ 1.002 milhões no 9M23 (+6% vs. 9M22).

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 50 milhões, +R\$ 8 milhões vs. 3T22, impactada por reversões decorrentes de renegociações e pagamentos de grandes clientes na ordem de R\$ 7 milhões. No acumulado contabilizou R\$ 191 milhões, +R\$ 45 milhões vs. 9M22, ainda impactada negativamente pelo efeito não recorrente dos pedidos de falência de grandes clientes no 2T23. Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) no 3T23, ele encerrou em 1,30%, abaixo do patamar do 3T22 e do 2T23.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 966 milhões no trimestre (+40% vs. 3T22) e de R\$ 3.342 milhões no acumulado (+14% vs. 9M22). Já o EBITDA Caixa (ex- VNR) no 3T23 foi de R\$ 898 milhões (+7% vs. 3T22) e no 9M23 foi de R\$ 2.806 milhões (+12% vs. 9M22).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 431 milhões no 3T23 (vs. -R\$322 milhões no 3T22) e de -R\$ 1.325 milhões no 9M23 (vs. -R\$ 954 milhões no 9M22), em virtude do aumento nos encargos de dívida devido ao maior saldo médio.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 50 milhões, vs. +R\$ 21 milhões no 3T22. No acumulado foi de -R\$ 119 milhões, vs. -R\$ 251 milhões no 9M22, impactada positivamente em virtude do incremento no percentual da atividade incentivada que impacta o lucro da exploração que é base para apuração do benefício no 2T23.

O Lucro Líquido foi de R\$ 270 milhões no 3T23, +38% vs. 3T22, e de R\$ 1.270 milhões no 9M23, +8% vs. 9M22.

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.960	1.896	64	3%	6.025	5.564	461	8%
Custos Com Energia	(1.500)	(1.405)	(95)	7%	(4.466)	(4.134)	(332)	8%
Margem Bruta s/ VNR	460	491	(31)	(6%)	1.559	1.430	129	9%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	30	(55)	85	(155%)	156	143	13	9%
Margem Bruta	490	436	54	12%	1.715	1.573	142	9%
Despesa Operacional	(186)	(190)	4	(2%)	(539)	(535)	(4)	1%
PECLD	(45)	(46)	1	(2%)	(179)	(144)	(35)	24%
EBITDA	259	200	59	30%	997	894	103	12%
Depreciação	(103)	(93)	(10)	11%	(296)	(266)	(30)	11%
Resultado Financeiro	(237)	(164)	(73)	45%	(760)	(532)	(228)	43%
IRCS	28	20	8	40%	24	(36)	60	(167%)
LUCRO LÍQUIDO	(53)	(37)	(16)	43%	(35)	60	(95)	(158%)

A Neoenergia Pernambuco apresentou margem bruta de R\$ 490 milhões no 3T23 (+12% vs. 3T22), impactada pelo aumento da base de clientes (+2,2%), maiores volumes e aumento do VNR devido ao maior IPCA no período. No acumulado, a margem bruta foi de R\$ 1.715 milhões no 9M23 (+9% vs. 9M22), também em virtude dos efeitos acima, além da variação da parcela B de +14,82% em abril/22.

As despesas operacionais no 3T23 de R\$ 186 milhões (-2% vs. 3T22) e de R\$ 539 milhões no 9M23 (+1% vs. 9M22), absorvendo a inflação, crescimento da base de clientes e confirmando a contínua busca por eficiências.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 45 milhões, em linha com o 3T22. Vale destacar que nesse trimestre houve efeito não recorrente com reversões de Grandes Clientes na ordem de R\$ 8 milhões, decorrente de renegociações e pagamentos. No acumulado a PECLD contabilizou R\$ 179 milhões, R\$ 35 milhões acima do 9M22. O indicador PECLD/ROB no 3T23 encerrou em 2,32%, abaixo do patamar do 2T23.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 259 milhões, +30% vs. 3T22 e no acumulado, o EBITDA encerrou em R\$ 997 milhões, +12% vs. 9M22. Em complemento, o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 3T23 foi de R\$ 229 milhões, -10% vs. 3T22 e no 9M23 foi de R\$ 841 milhões, +12% vs. 9M22.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 237 milhões no 3T23 (vs. -R\$ 164 milhões no 3T22) e de -R\$ 760 milhões no 9M23 (vs. -R\$ 532 milhões no 9M22), em virtude do aumento no saldo médio da dívida.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de R\$ 28 milhões, vs. R\$ 20 milhões no 3T22. No acumulado foi de R\$ 24 milhões, vs. -R\$ 36 milhões no 9M22, impactada no 2T23 positivamente pelo incremento no percentual da atividade incentivada que impacta o lucro da exploração que é base para apuração do benefício.

O Prejuízo Líquido foi de R\$ 53 milhões no 3T23 (vs.-R\$ 37milhões no 3T22) e de R\$ 35 milhões no 9M23 vs. lucro líquido de R\$ 60 milhões no 9M22.

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	831	842	(11)	(1%)	2.508	2.460	48	2%
Custos Com Energia	(539)	(559)	20	(4%)	(1.638)	(1.655)	17	(1%)
Margem Bruta s/ VNR	292	283	9	3%	870	805	65	8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	16	(32)	48	(150%)	126	71	55	77%
Margem Bruta	308	251	57	23%	996	876	120	14%
Despesa Operacional	(59)	(65)	6	(9%)	(185)	(187)	2	(1%)
PECLD	(4)	(2)	(2)	100%	(2)	(8)	6	(75%)
EBITDA	245	184	61	33%	809	681	128	19%
Depreciação	(42)	(38)	(4)	11%	(123)	(108)	(15)	14%
Resultado Financeiro	(69)	(38)	(31)	82%	(213)	(120)	(93)	78%
IRCS	(16)	(7)	(9)	129%	(21)	(76)	55	(72%)
LUCRO LÍQUIDO	118	101	17	17%	452	377	75	20%

A Neoenergia Cosern apresentou margem bruta de R\$ 308 milhões no 3T23 (+23% vs. 3T22), impactada pela variação da parcela B de +0,25% da revisão tarifária de abril/23, pelo aumento da base de clientes (+1,5%), maiores volumes e maior VNR devido ao maior IPCA no período. No acumulado, a margem bruta foi de R\$ 996 milhões (+14% vs. 9M22), impactada também pelos efeitos acima, além da variação da parcela B de +14,75% do reajuste de abril/22.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 59 milhões no 3T23 (-9% vs. 3T22) e R\$ 185 milhões no 9M23 (-1% vs. 9M22), absorvendo a inflação, crescimento da base de clientes e confirmando a contínua busca por eficiências.

A PECLD totalizou R\$ 4 milhões no 3T23 (vs. R\$ 2 milhões no 3T22), impactada por efeitos não recorrentes de renegociações e pagamentos com reversões de Grandes Clientes na ordem de R\$ 9 milhões. No acumulado, a PECLD contabilizou R\$ 2 milhões (vs. R\$ 8 milhões no 9M22). Quando analisamos o indicador PECLD/ROB, o 3T23 encerrou em 0,38%, abaixo do limite regulatório de 0,53%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 3T23 foi de R\$ 245 milhões, +33% vs. 3T22 e no 9M23 foi de R\$ 809 milhões, +19% vs. 9M22. Já, o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 3T23 foi de R\$ 229 milhões, +6% vs. 3T22 e de R\$ 683 milhões no 9M23, +12% vs. 9M22.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 69 milhões no 3T23 (vs. -R\$38 milhões no 3T22) e de -R\$ 213 milhões no 9M23 (vs. -R\$ 120 milhões no 9M22), em virtude do aumento nos encargos de dívida devido ao maior saldo médio.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 16 milhões, vs. -R\$ 7 milhões no 3T22. No acumulado foi de -R\$ 21 milhões, vs. -R\$ 76 milhões no 9M22, impactada no 2T23 positivamente em virtude do incremento no percentual da atividade incentivada que impacta o lucro da exploração que é base para apuração do benefício.

O Lucro Líquido foi de R\$ 118 milhões no 3T23, +17% vs. 3T22 e de R\$ 452 milhões no 9M23, 20% acima do reportado no 9M22.

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.085	2.020	65	3%	6.109	5.813	296	5%
Custos Com Energia	(1.369)	(1.417)	48	(3%)	(4.015)	(3.979)	(36)	1%
Margem Bruta s/ VNR	716	603	113	19%	2.094	1.834	260	14%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	32	(58)	90	(155%)	150	256	(106)	(41%)
Margem Bruta	748	545	203	37%	2.244	2.090	154	7%
Despesa Operacional	(145)	(149)	4	(3%)	(440)	(419)	(21)	5%
PECLD	(15)	(21)	6	(29%)	(80)	(59)	(21)	36%
EBITDA	588	375	213	57%	1.724	1.612	112	7%
Depreciação	(90)	(84)	(6)	7%	(269)	(229)	(40)	17%
Resultado Financeiro	(160)	(82)	(78)	95%	(470)	(282)	(188)	67%
IR CS	(112)	(54)	(58)	107%	(297)	(322)	25	(8%)
LUCRO LÍQUIDO	226	155	71	46%	688	779	(91)	(12%)

A Neoenergia Elektro apresentou margem bruta de R\$ 748 milhões no 3T23 (+37% vs. 3T22), em virtude do aumento da base de clientes (+1,7%), de volumes superiores e do maior VNR, devido ao maior IPCA no período, que compensaram a variação negativa de -3,9% da parcela B da revisão tarifária de agosto/23. No 9M23, a margem bruta foi de R\$ 2.244 milhões (+7% vs. 9M22), também impactada pelo aumento dos consumidores, além da variação da parcela B de +9,32% em agosto/22.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 145 milhões no 3T23 (-3% vs. 3T22) e R\$ 440 milhões no 9M23 (+5% vs. 9M22), absorvendo a inflação do período e o crescimento de clientes.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 15 milhões, -R\$ 6 milhões vs. 3T22, impulsionada principalmente pelo pagamento de um precatório no valor de R\$ 8 milhões. No acumulado, a PECLD contabilizou R\$ 80 milhões, +R\$ 21 milhões vs. 9M22, ainda impactada negativamente pelo efeito não recorrente da recuperação judicial de dois grandes clientes, o que adicionou R\$ 14,3 milhões na PECLD no 1T23. Quando analisamos o indicador PECLD/ROB no 3T23, encerrou em 0,55%, abaixo do regulatório.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 588 milhões no trimestre (+57% vs. 3T22) e de R\$ 1.724 milhões no acumulado (+7% vs. 9M22). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 3T23 foi de R\$ 556 milhões, +28% vs. 3T22, e no 9M23 foi de R\$ 1.574 milhões, +16% vs. 9M22.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 160 milhões no 3T23 (vs. -R\$ 82 milhões no 3T22) e de -R\$ 470 milhões no 9M23 (vs. -R\$ 282 milhões no 9M22), em virtude do aumento nos encargos de dívida, devido ao maior saldo médio e da redução da renda de aplicações financeiras.

O Lucro Líquido foi de R\$ 226 milhões no 3T23, +46% vs. 3T22, e de R\$ 688 milhões no 9M23, -12% vs. 9M22.

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	824	836	(12)	(1%)	2.408	2.402	6	0%
Custos com Energia	(683)	(704)	21	(3%)	(2.083)	(1.998)	(85)	4%
Margem Bruta s/ VNR	141	132	9	7%	325	404	(79)	(20%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	2	(2)	4	N/A	8	7	1	14%
Margem Bruta	143	130	13	10%	333	411	(78)	(19%)
Despesa Operacional	(52)	(50)	(2)	4%	(176)	(175)	(1)	1%
PECLD	(13)	(16)	3	(19%)	(35)	(24)	(11)	46%
EBITDA	78	64	14	22%	122	212	(90)	(42%)
Depreciação	(38)	(29)	(9)	31%	(112)	(58)	(54)	93%
Resultado Financeiro	(51)	(47)	(4)	9%	(151)	(97)	(54)	56%
IR CS	1	680	(679)	(100%)	41	655	(614)	(94%)
LUCRO LÍQUIDO	(10)	668	(678)	N/A	(100)	712	(812)	N/A

A Neoenergia Brasília encerrou o 3T23 com Margem Bruta de R\$ 143 milhões (+10% vs. 3T22) e o 9M23 com R\$ 333 milhões (-19% vs. 9M22), em razão da sobrecontratação, que impactou o trimestre em -R\$ 40 milhões e o acumulado em -R\$ 108 milhões.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 52 milhões no 3T23 (+4% vs. 3T22) e R\$ 176 milhões no 9M23, em linha com o 9M22, absorvendo a inflação e crescimento de clientes.

No trimestre, a PECLD foi de R\$ 13 milhões (-19% vs. 3T22), e no acumulado de R\$ 35 milhões, R\$ 11 milhões acima do 9M22, explicada por reversões ocorridas no ano anterior.

O EBITDA foi de R\$ 78 milhões no trimestre (+22% vs. 3T22) e de R\$ 122 milhões no 9M23 (-42% vs. 9M22).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 51 milhões no 3T23 (vs. -R\$ 47 milhões no 3T22), e de -R\$ 151 milhões no 9M23, (vs. -R\$ 97 milhões no 9M22), em virtude do aumento nos encargos de dívida devido ao maior saldo médio.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 1 milhão, vs. R\$ 680 milhões no 3T22 e no acumulado foi de +R\$ 41 milhões vs. R\$ 655 milhões no 9M22, devido à baixa do passivo diferido, decorrente da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília, no montante de R\$ 678 milhões no 3T22.

Como resultado das variações acima, a Neoenergia Brasília teve prejuízo de R\$ 10 milhões no 3T23 e de R\$ 100 milhões no 9M23.

2.3. Renováveis

O resultado do segmento de Renováveis contempla o desempenho dos parques eólicos, solares e usinas hidrelétricas do Grupo Neoenergia.

DRE RENOVÁVEIS (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	550	502	48	10%	1.475	1.284	191	15%
Custos Com Energia	(105)	(78)	(27)	35%	(309)	(252)	(57)	23%
MARGEM BRUTA	445	424	21	5%	1.166	1.032	134	13%
Despesa Operacional	(77)	(65)	(12)	18%	(239)	(188)	(51)	27%
(+) Equivalência Patrimonial / Oper. Corporativas	1.517	(9)	1.526	N/A	1.529	2	1.527	76.350%
EBITDA	1.885	350	1.535	439%	2.456	846	1.610	190%
Depreciação	(97)	(66)	(31)	47%	(278)	(200)	(78)	39%
Resultado Financeiro	(27)	(20)	(7)	35%	(172)	(179)	7	(4%)
IR/CS	(48)	(54)	6	(11%)	(108)	(106)	(2)	2%
LUCRO LÍQUIDO	1.713	210	1.503	716%	1.898	361	1.537	426%

DRE HIDROS (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	168	146	22	15%	476	456	20	4%
Custos Com Energia	(31)	(23)	(8)	35%	(79)	(66)	(13)	20%
MARGEM BRUTA	137	123	14	11%	397	390	7	2%
Despesa Operacional	(25)	(29)	4	(14%)	(83)	(84)	1	(1%)
(+) Equivalência Patrimonial / Oper. Corporativas	1.517	(9)	1.526	N/A	1.529	2	1.527	76.350%
EBITDA	1.629	85	1.544	1816%	1.843	308	1.535	498%
Depreciação	(30)	(19)	(11)	58%	(68)	(64)	(4)	6%
Resultado Financeiro	(9)	(3)	(6)	200%	(39)	(36)	(3)	8%
IR/CS	(22)	(28)	6	(21%)	(45)	(52)	7	(13%)
LUCRO LÍQUIDO	1.568	35	1.533	4380%	1.691	156	1.535	984%

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	367	354	13	4%	954	826	128	15%
Custos Com Energia	(71)	(53)	(18)	34%	(218)	(184)	(34)	18%
MARGEM BRUTA	296	301	(5)	(2%)	736	642	94	15%
Despesa Operacional	(51)	(36)	(15)	42%	(153)	(104)	(49)	47%
EBITDA	245	265	(20)	(8%)	583	538	45	8%
Depreciação	(63)	(46)	(17)	37%	(198)	(135)	(63)	47%
Resultado Financeiro	(18)	(17)	(1)	6%	(131)	(143)	12	(8%)
IR/CS	(25)	(26)	1	(4%)	(61)	(54)	(7)	13%
LUCRO LÍQUIDO	139	176	(37)	(21%)	193	206	(13)	(6%)

DRE SOLAR (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	15	2	13	650%	45	2	43	2.150%
Custos Com Energia	(3)	(2)	(1)	50%	(12)	(2)	(10)	500%
MARGEM BRUTA	12	-	12	-	33	-	33	-
Despesa Operacional	(1)	-	(1)	-	(3)	-	(3)	-
EBITDA	11	-	11	-	30	-	30	-
Depreciação	(4)	(1)	(3)	300%	(12)	(1)	(11)	1.100%
Resultado Financeiro	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-
IR/CS	(1)	-	(1)	-	(2)	-	(2)	-
LUCRO LÍQUIDO	6	(1)	7	N/A	14	(1)	15	N/A

O segmento Renováveis apresentou margem bruta de R\$ 445 milhões no 3T23 (+R\$ 21 milhões vs. 3T22), impactada majoritariamente pelas hidrelétricas (+R\$ 14 milhões vs. 3T22), em virtude da consolidação de Dardanelos em setembro de 2023 e pela conclusão do Complexo Solar Luzia, com efeitos positivos na margem de +R\$ 12 milhões cada, compensando a pior margem em eólicas por pior eolicidade. No acumulado a margem bruta foi de R\$ 1.166 milhões (+R\$ 134 milhões vs. 9M22), impulsionada principalmente pelas eólicas (+R\$ 94 milhões vs. 9M22), em função da maior geração e da entrada em operação comercial a partir do 3T22 do Complexo Eólico de Oitis.

As despesas operacionais somaram R\$ 77 milhões no 3T23 (+18% vs. 3T22) e R\$ 239 milhões no acumulado (+27% vs. 9M22), em decorrência da entrada em operação dos novos ativos.

No 3T23 foi registrado +R\$ 1.503 milhões referente a aquisição de controle da hidrelétrica de Dardanelos, no âmbito do *closing* da operação de permuta de ativos com a Eletrobras, conforme anunciado no resultado do 4T22. A partir de setembro de 2023, Dardanelos passou a ser 100% consolidada.

Por esses efeitos, o EBITDA do segmento de renováveis no trimestre foi de R\$ 1.885 milhões (vs. R\$ 350 milhões no 3T22) e de R\$ 2.456 milhões no 9M23 (vs. R\$ 846 milhões no 9M22). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem Operações Corporativas, foi de R\$ 363 milhões no 3T23 (+4% vs. 3T22) e R\$ 959 milhões no 9M23 (+13% vs. 9M22).

O Lucro Líquido registrado no 3T23 foi de R\$ 1.713 milhões (vs. R\$ 210 milhões no 3T22) e no 9M23 foi de R\$ 1.898 milhões (vs. R\$ 361 milhões no 9M22).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	768	845	(77)	(9%)	2.333	2.457	(124)	(5%)
Custos Com Energia	(567)	(475)	(92)	19%	(1.756)	(1.490)	(266)	18%
Margem Bruta	201	370	(169)	(46%)	577	967	(390)	(40%)
Despesa Operacional	(36)	(40)	4	(10%)	(110)	(115)	5	(4%)
PECLD	(1)	(1)	-	-	(1)	(4)	3	(75%)
EBITDA	164	329	(165)	(50%)	466	848	(382)	(45%)
Depreciação	(18)	(18)	-	-	(47)	(52)	5	(10%)
Resultado Financeiro	(6)	(32)	26	(81%)	(23)	(92)	69	(75%)
IR CS	(22)	(47)	25	(53%)	(52)	(115)	63	(55%)
LUCRO LÍQUIDO	118	232	(114)	(49%)	344	589	(245)	(42%)

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	405	410	(5)	(1%)	1.227	1.172	55	5%
Custos Com Energia	(235)	(68)	(167)	246%	(725)	(270)	(455)	169%
Margem Bruta	170	342	(172)	(50%)	502	902	(400)	(44%)
Despesa Operacional	(16)	(24)	8	(33%)	(58)	(73)	15	(21%)
EBITDA	154	318	(164)	(52%)	444	829	(385)	(46%)
Depreciação	(16)	(17)	1	(6%)	(45)	(50)	5	(10%)
Resultado Financeiro	(8)	(35)	27	(77%)	(28)	(95)	67	(71%)
IR CS	(19)	(43)	24	(56%)	(44)	(108)	64	(59%)
LUCRO LÍQUIDO	110	223	(113)	(51%)	327	576	(249)	(43%)

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	360	427	(67)	(16%)	1.096	1.270	(174)	(14%)
Custos Com Energia	(330)	(399)	69	(17%)	(1.022)	(1.205)	183	(15%)
Margem Bruta	30	28	2	7%	74	65	9	14%
Despesa Operacional	(19)	(16)	(3)	19%	(51)	(43)	(8)	19%
PECLD	(1)	(1)	-	-	(1)	(4)	3	(75%)
EBITDA	10	11	(1)	(9%)	22	18	4	22%
Depreciação	(1)	-	(1)	-	(2)	(1)	(1)	100%
Resultado Financeiro	3	3	-	-	5	3	2	67%
IR CS	(4)	(4)	-	-	(8)	(7)	(1)	14%
LUCRO LÍQUIDO	8	10	(2)	(20%)	17	13	4	31%

O segmento Liberalizado consolidou margem bruta de R\$201 milhões no 3T23 (-46% vs. 3T22) e de R\$577 milhões no 9M23 (-40% vs. 9M22), impactada por menor margem em Termopernambuco, explicada por um menor custo em 2022, quando, extraordinariamente, não houve fornecimento de gás, o que permitiu a usina não pagar pelo gás e pelo transporte, honrando seus contratos de venda de energia comprando à PLD. Já a Comercializadora contribuiu com R\$30 milhões de margem bruta no trimestre (+7% vs. 3T22) e com R\$74 milhões no acumulado (+14% vs. 9M22).

As despesas operacionais foram de R\$36 milhões no 3T23 (-10% vs. 3T22) e de R\$110 milhões no 9M23 (-4% vs. 9M22), em razão de menor despesa com a manutenção de Termopernambuco.

Como resultado dessas variações, o EBITDA de Liberalizado foi de R\$164 milhões no 3T23 (-50% vs. 3T22) e de R\$466 milhões no 9M23 (-45% vs. 9M22).

Já o lucro líquido foi de R\$118 milhões no trimestre (-49% vs. 3T22) e de R\$344 milhões no 9M23 (-42% vs. 9M22).

3. EBITDA (LAJIDA)

Atendendo a Resolução CVM nº 156/22 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma resolução:

EBITDA (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.545	1.495	50	3%	3.488	3.782	(294)	(8%)
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(13)	(7)	(6)	86%	(50)	(51)	1	(2%)
Despesas financeiras (C)	(1.128)	(868)	(260)	30%	(3.697)	(3.239)	(458)	14%
Receitas financeiras (D)	354	413	(59)	(14%)	958	1.186	(228)	(19%)
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(339)	(325)	(14)	4%	(967)	(800)	(167)	21%
Imposto de renda e contribuição social (F)	98	498	(400)	(80%)	(376)	(429)	53	(12%)
Depreciação e Amortização (G)	(649)	(568)	(81)	14%	(1.884)	(1.632)	(252)	15%
EBITDA = (A)-(B+C+D+E+F+G)	3.222	2.352	870	37%	9.504	8.747	757	9%
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	148	(298)	446	(150%)	977	910	67	7%
IFRS 15 (I)	(1.010)	130	(1.140)	(877%)	(395)	638	(1.033)	(162%)
Operações Corporativas (J)	1.466	-	1.466	-	1.304	-	1.304	-
EBITDA Ajustado = (EBITDA)-(H+I+J)	2.618	2.520	98	4%	7.618	7.199	419	6%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	237	273	(36)	(13%)	635	597	38	6%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.249)	(1.045)	(204)	20%	(4.095)	(3.536)	(559)	16%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(101)	(8)	(93)	1163%	(246)	86	(332)	(386%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	94	91	3	3%	253	348	(95)	(27%)
Variações monetárias e cambiais - outros	1	(13)	14	(108%)	14	(43)	57	(133%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(21)	(3)	(18)	600%	(102)	(88)	(14)	16%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(59)	40	(99)	(248%)	(90)	217	(307)	(141%)
Obrigações pós emprego	(27)	(22)	(5)	23%	(70)	(61)	(9)	15%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(89)	(101)	12	(12%)	(251)	(287)	36	(13%)
Total	(1.113)	(780)	(333)	43%	(3.706)	(2.853)	(853)	30%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.113 milhões no 3T23, -R\$ 333 milhões vs. 3T22, explicado, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida em razão do aumento de 7% no saldo médio da dívida devido às captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão, eólico e solar, além das Distribuidoras.

No 9M23, o Resultado Financeiro foi de -R\$ 3.706 milhões, -R\$ 853 milhões vs. 9M22, pelos mesmos motivos do trimestre e pela variação da atualização do ativo/passivo financeiro setorial.

5. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o 9M23 em R\$ 6,5 bilhões, conforme abaixo:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	3T23	3T22	Δ %	9M23	9M22	Δ %
Redes	2.048	2.188	(6%)	6.043	5.571	8%
Distribuidoras	1.276	1.569	(19%)	3.651	4.044	(10%)
Transmissoras	771	618	25%	2.392	1.527	57%
Renováveis	146	354	(59%)	421	1.523	(72%)
Liberalizado	13	8	65%	24	23	4%
TOTAL	2.207	2.550	(13%)	6.498	7.118	(9%)

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

No 9M23, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 3,7 bilhões, dos quais R\$ 2,4 bilhões foram destinados à expansão de redes. Segue abaixo tabela com a abertura do Capex por distribuidora.

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)						CONSOLIDADO		
	3T23					3T23	9M23	
Expansão de Rede	(503)	(116)	(65)	(130)	(13)	(827)	(2.350)	61%
Programa Luz para Todos	(107)	-	-	-	-	(107)	(287)	
Novas Ligações	(249)	(84)	(39)	(85)	(8)	(464)	(1.356)	
Novas SE's e RD's	(147)	(32)	(26)	(45)	(5)	(255)	(702)	
Compromisso ECV	-	(0)	-	-	0	(0)	(5)	
Renovação de Ativos	(70)	(42)	(13)	(47)	(8)	(181)	(624)	17%
Melhoria da Rede	(28)	(9)	(11)	(22)	(11)	(81)	(308)	8%
Perdas e Inadimplência	(27)	(22)	(2)	(4)	(2)	(57)	(201)	6%
Outros	(47)	(16)	(12)	(26)	(12)	(113)	(276)	8%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	104	(3)	6	(25)	7	90	(176)	
(=) Investimento Bruto	(571)	(209)	(97)	(255)	(39)	(1.170)	(3.935)	
SUBVENÇÕES	(50)	4	1	30	(1)	(16)	109	
(=) Investimento Líquido	(621)	(205)	(96)	(224)	(39)	(1.186)	(3.827)	
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(104)	3	(6)	25	(7)	(90)	176	
(=) CAPEX	(725)	(202)	(102)	(200)	(47)	(1.276)	(3.651)	
Base de Anuidade Regulatória	(47)	(16)	(12)	(26)	(12)	(113)	(276)	7%
Base de Remuneração Regulatória	(628)	(190)	(91)	(203)	(34)	(1.146)	(3.483)	93%

5.1.2. Transmissão

No 9M23, o Capex das transmissoras foi de R\$ 2,4 bilhões, 57% acima do realizado no 9M22, integralmente dedicado à construção das linhas e subestações dos lotes adquiridos nos leilões.

5.2. Renováveis

5.2.1. Parques Eólicos

Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R\$ 404 milhões no 9M23, R\$ 627 milhões abaixo do 9M22, em função da realização de Capex do Complexo Chafariz no 9M22 e menor realização de Capex do Complexo Oitis, devido a fase final da construção.

5.2.2. Parques Solares

Os investimentos realizados nos parques Luzia somaram R\$ 2,9 milhões no 9M23. A obra foi finalizada em março de 2023.

5.2.3. Usinas Hidrelétricas

Investimentos de R\$ 14,3 milhões no 9M23, frente ao valor de R\$ 38,0 milhões no 9M22.

5.3. Liberalizado

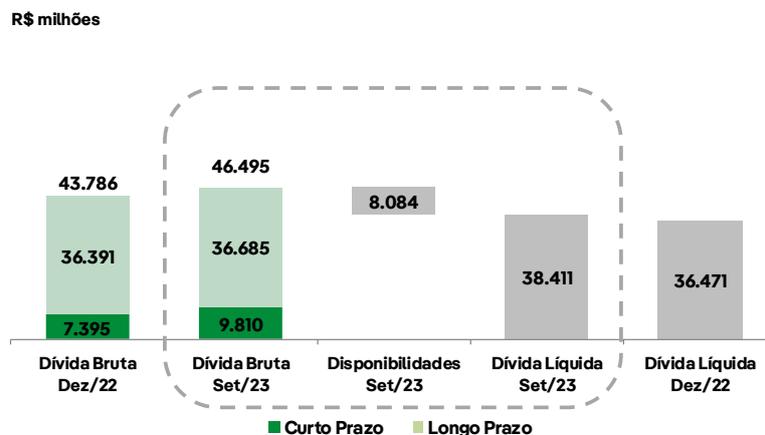
A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 15,2 milhões no 9M23, R\$ 6,4 milhões abaixo do realizado no 9M22, de acordo com seu cronograma de manutenções.

A Comercializadora e a Neoenergia Serviços realizaram investimentos de R\$ 9,2 milhões no 9M23, R\$ 7,4 milhões acima do 9M22, em função de sistemas para o plano comercial.

6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em Setembro de 2023, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 38.411 milhões (dívida bruta de R\$ 46.495 milhões), apresentando um crescimento de 5% (R\$ 1.940 milhões) em relação a Dezembro de 2022, explicado, principalmente, pela execução de Capex dos projetos de redes. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 79% da dívida contabilizada no longo prazo e 21% no curto prazo.



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,15x em dezembro de 2022 para 3,1x em setembro de 2023.



6.2. Cronograma de amortização das dívidas

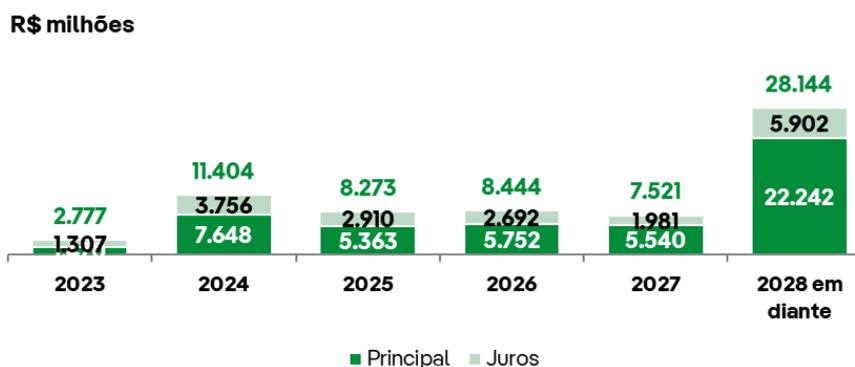
A Companhia busca alinhar a estrutura de sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando eficiência por meio da redução do custo da dívida e do alongamento de seu perfil de amortização, a Companhia executa uma gestão ativa de seus passivos financeiros de modo a evitar concentração dos vencimentos de dívida.

A Neoenergia captou R\$ 8.543 milhões no 9M23, que representam 70% do montante total esperado para 2023.

No 4T23, as maiores amortizações são referentes a Neoenergia Coelba no valor estimado de R\$ 875 milhões, da Neoenergia Pernambuco no montante estimado de R\$ 228 milhões e da Neoenergia Cosern no valor de R\$ 180 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras equivale a 87% do volume consolidado a amortizar ainda este ano.

Em 2024, as maiores amortizações são referentes a Neoenergia Coelba no valor estimado de R\$ 2.452 milhões, da Neoenergia Pernambuco no valor esperado de R\$ 1.373 milhões, da Neoenergia Morro do Chapeu no montante de R\$ 900 milhões e da Neoenergia Lagoa do Patos no valor estimado de R\$ 648 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras e transmissoras equivale a 70% do volume consolidado a amortizar neste período.

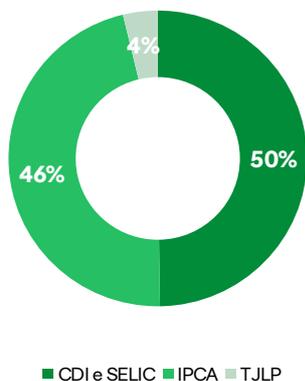
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em setembro de 2023 foi de 5,16 anos (vs. 5,29 anos em dezembro de 2022). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final do 3T23.



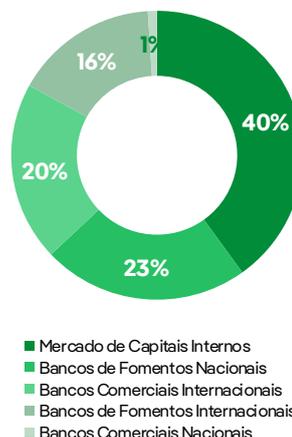
6.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidada no 3T23 foi de 11,9% (vs. 11,4% em dezembro de 2022) devido ao aumento da Selic.

DÍVIDA LÍQUIDA POR INDEXADOR (pós swap)



DÍVIDA POR FUNDING



No 3T23 captamos um total de R\$ 3.473 milhões. Destacamos as seguintes linhas de desembolso de dívida:

- i. Desembolso de Notas Comerciais para Neoenergia Coelba (R\$ 300 milhões) com prazo de 1 ano;
- ii. Liberação de 4131 junto ao HSBC para Neoenergia Morro do Chapéu (R\$ 350 milhões) com prazo de 1 ano;
- iii. Desembolso de financiamento junto ao BNDES para Neoenergia Vale do Itajaí (R\$ 400 milhões) com prazo de 24 anos;
- iv. Liberação de financiamento junto ao BNDES para Neoenergia Itabapoana (R\$ 13 milhões) com prazo de 24 anos;
- v. Liberação de 4131 junto ao MUFG para Neoenergia Brasília (R\$ 150 milhões) com prazo de 2 anos;
- vi. Liberação da 11ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Cosern, no total de R\$ 500 milhões com prazo de 5 anos;
- vii. Desembolso de financiamento junto ao ICO para Neoenergia (R\$ 474 milhões) com prazo de 10 anos;
- viii. Liberação da 16ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Coelba, no total de R\$ 1.200 milhões com prazo de até 7 anos;
- ix. Desembolso de financiamento junto ao BNB para o Complexo Oitis (R\$ 57 milhões) com prazo de 24 anos;
- x. Liberação de financiamento junto ao BNDES para o Complexo Chafariz (R\$ 29 milhões) com prazo de 24 anos.

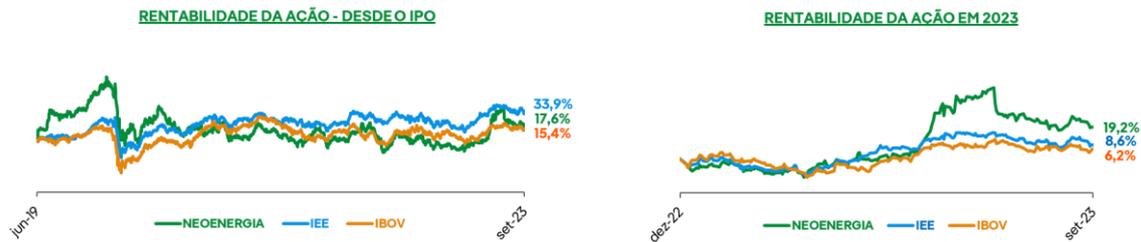
7. RATING

Em 27 de março de 2023, a Standard & Poor's – S&P reafirmou o rating da Neoenergia e suas distribuidoras em “BB-” na Escala Global e ‘brAAA` na Escala Nacional Brasil, limitadas ao rating soberano.

Em 15 de junho, a S&P reafirmou o rating 'BB-' na escala global, alterando a perspectiva de estável para positiva, refletindo o impacto da elevação do rating do Brasil nos próximos 2 anos.

8. MERCADO DE CAPITAIS

Em 29 de setembro de 2023, o valor de mercado da Companhia era de R\$22,35 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$18,41. Com relação ao ano de 2023, as ações apresentaram valorização de 19,2%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



Abaixo, quadro com valores de cotação da ação e valor de mercado:

Mercado de capitais	IPO	3T23
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	18,41
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	22.346

¹Valor de mercado = quantidade de ação x valor da ação

9. ESG

A execução da estratégia ESG+F da Neoenergia gira em torno de três pilares que, juntos com a solidez financeira, reforçam a integração desses temas à estratégia e ao modelo de negócios da companhia:

- Desempenho ambiental, combate à mudança climática e preservação e recuperação da biodiversidade por meio das políticas de meio ambiente;
- Compromisso social, que se manifesta nas políticas sociais;
- Normas e políticas de governança corporativa, de acordo com melhores práticas de mercado.

A estratégia e o modelo de negócio da empresa foram desenhados antecipando o papel que o setor elétrico pode desempenhar no combate às mudanças climáticas e na criação de oportunidades de desenvolvimento econômico, social e ambiental. A companhia busca garantir que todas as atividades corporativas e de negócios se comprometam e promovam a criação de valor sustentável para todos os públicos de interesse (clientes, acionistas, empregados, contratados de terceiros, fornecedores, órgãos reguladores, governos e comunidades impactadas pelos seus negócios), retribuindo de forma equitativa a todos aqueles que contribuem para o êxito de seu projeto.

A Neoenergia segue comprometida com os ODS desde sua definição. A empresa concentra seus esforços nos ODS 07 (fornecimento de energia limpa e acessível) e 13 (ação global contra as mudanças climáticas), mantendo ainda compromisso com outros ODS relacionados a temas estratégicos: água potável e saneamento (ODS 6), indústria, inovação e infraestrutura (ODS 9), vida terrestre (ODS 15) e parcerias e meios de implementação (ODS 17). A empresa

também é signatária dos dez princípios do Pacto Global, desde 2007, com uma atuação baseada no respeito aos direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção.

As práticas sustentáveis da Neoenergia, integradas ao seu modelo de negócio, destacam a companhia e permitem o seu posicionamento em importantes índices e ratings de sustentabilidade e governança. Em 2023, a empresa integra pelo quarto ano consecutivo a carteira do FTSE4 Good Index Series. Também está presente no Índice de Sustentabilidade Empresarial, da B3, e o The Sustainability Yearbook, da S&P e é destaque no CDP, com score A- em Mudanças Climáticas e B em Segurança Hídrica.

O compromisso com o desenvolvimento sustentável da companhia é materializado em suas Metas ESG. Em 2023, 14 novas metas foram incorporadas ao escopo inicial, totalizando 30 compromissos a serem alcançados em 2025 e 2030, e que serão acompanhados e divulgados trimestralmente. Na tabela abaixo, são apresentados os resultados alcançados no 3T23:

Metas ESG	Parâmetros	3T23	2025	2030	
E	Emissões	Emissões de gCO2/kWh na geração (escopo I)	1,3	36,0	20,0
	Digitalização de redes	% redes de Alta Tensão e Média Tensão digitalizadas	75,6%	83,0%	90,0%
	Eletrificação da frota	% de veículos leves próprios eletrificados na frota Neoenergia	9,0%	13,0%	50,0%
	Frota de veículos leves sustentável	% sobre a frota total de veículos leves (flex, híbrido ou elétrico)	99,0%	99,0%	100,0%
	Capacidade instalada de água de reuso	Milhões de litros	6,5	7,5	10,0
	Avaliação de Biodiversidade	% ativos com avaliação de biodiversidade e plano de impacto positivo	NA ¹	20,0%	100,0%
S	Mulheres em posições relevantes	% de mulheres nas posições de Diretoria e Superintendência	31,1%	31,0%	35,0%
	Mulheres em postos de liderança	% de mulheres em postos de liderança nas posições de Diretoria, Superintendência e Gerência	30,2%	33,0%	40,0%
	Mulheres formadas eletricistas	% de mulheres formadas nas escolas de eletricistas	38,0%	30,0%	35,0%
	Mulheres em postos de eletricista	% de mulheres em postos de eletricistas	8,0%	9,0%	12,0%
	Diversidade racial	% de pretos e pardos nas posições de Diretoria, Superintendência, Gerência e Supervisão	29,9%	35,0%	40,0%
	Voluntariado corporativo	Nº de voluntários (colaboradores e acompanhantes)	1.609	3.700	4.700
	Segurança (ISO 45001)	% colaboradores próprios lotados em sites certificados pela ISO 45001	48,0%	50,0%	60,0%
	Segurança	Número de acidentes de trabalho com e sem afastamento (equipe própria)	0,25	<0,43	<0,39
	Formação	Média de horas para formação de colaboradores e de profissionais das comunidades onde atuamos	86,2	67,0	70,0
	Cientes digitais	% de transações digitais / (Transações humanas + Transações digitais)	94,3%	95,1%	95,1%
	Inclusão e diversidade para atendimento ao cliente	Número de soluções implementadas	11	22	
	Beneficiários do Instituto Neoenergia	Beneficiários anuais dos programas (mil)	215	280	412
	G	Qualidade de fornecimento	Duração Equivalente das Interrupções por unidade consumidora	9,47	9,29
Compras de fornecedores locais		% do volume faturado de compras com fornecedores locais	99,6%	>90%	>90%
Compras de fornecedores sustentáveis		% de fornecedores relevantes classificados como sustentáveis	86,0%	>80%	>85%
Procedimento de Due Diligence de Direitos Humanos		Revisão contínua	NA ²	✓	✓
Processo formal de engajamento das Partes Interessadas		Ampliar o engajamento das partes interessadas por meio de mecanismos e canais diversos.	NA ³	✓	✓
Avaliações de cibersegurança		Número de avaliações anuais ou verificações externas	323	316	316
Treinamentos em cibersegurança		Número de horas anuais de treinamento em cibersegurança e proteção das informações	6.170	11.570	13.117
Remuneração variável ESG		% da remuneração variável para incentivo de longo prazo atrelada a ESG	30,0%	30,0%	33,0%
Práticas de Governança Corporativa		Manter as melhores práticas de governança	✓	✓	✓
Certificação externa independente ou validação do sistema de Compliance		Obter/manter (anualmente)	✓	✓	✓
F	Framework de financiamento verde	Revisão anual e atualização (se aplicável)	✓	✓	✓
	Financiamento ESG	% novos contratos financeiros no triênio de 2023/2025 e 2026/2030 com classificação ESG/verde (com taxonomia europeia)	81,0%	>60%	>75%

¹ O executado em 2023 é referente ao planejamento para a realização da meta e consiste na definição do Marco de Contabilidade de Biodiversidade da Neoenergia.

² O executado em 2023 e 2024 será referente ao desenvolvimento e avaliação da metodologia de Due Diligence, cuja previsão de aplicação e revisão contínua acontecerá até 2025.

³ O executado em 2023 foi a atualização anual da matriz de partes interessadas. A partir do 4T de 2023 e até o 4T de 2025, a plataforma de gestão das PIs estará atualizada com a revisão total dos empreendimentos em operação,

10. OUTROS TEMAS

10.1. Clientes Baixa Renda

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	3T23						3T22					
	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília
Convencional	10.651	4.041	2.430	982	2.247	950	10.324	3.859	2.325	958	2.217	965
Baixa Renda	3.805	1.833	1.195	400	284	92	3.807	1.868	1.207	401	268	64
Total	14.455	5.874	3.625	1.383	2.531	1.042	14.132	5.727	3.532	1.359	2.485	1.029

10.2. Revisão Tarifária Neoenergia Elektro

Em 22 de agosto de 2023, a Aneel aprovou a revisão tarifária da Neoenergia Elektro com efeito médio para o consumidor de 7,17%, aplicados a partir de 27 de agosto de 2023.

A Parcela B atingiu R\$ 2.599 milhões, com variação no período de -3,9% em relação a verificada nos últimos 12 meses, valor líquido de outras receitas e das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, tendo sido contemplado adicional referente a ajuste associado ao SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica) relativo à geração distribuída, contribuindo para o índice final com -1,17%. A Parcela A teve valor fixado em R\$ 6.617 milhões, apresentando variação no período de 6,3%, contribuindo com o índice final com 4,40%. Os componentes financeiros participaram no índice final com 3,94%.

Para a Base de Remuneração Líquida, o valor homologado foi de R\$ 6.521 milhões, a valores de agosto de 2023, refletido o reconhecimento dos investimentos realizados. Quanto às Perdas Elétricas Totais Regulatórias reconhecidas na tarifa, a Aneel estabeleceu o percentual equivalente a 7,69% sobre a energia injetada.

10.3. Reajuste Tarifário Neoenergia Brasília

Em 17 de outubro, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Brasília, com efeito médio para o consumidor de 9,32% a ser aplicado a partir de 22 de outubro de 2023.

A variação da Parcela A foi de 4,8%, totalizando R\$ 3.099,1 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 16,4% nos encargos setoriais e 13,0% nos custos com transmissão. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 269,93/MWh. Já a variação da Parcela B final foi de 7,14%, reflexo da inflação acumulada no período (IPCA) de +5,19%, menos o Fator X que foi de -1,96%, resultando no valor da Parcela B de R\$ 711,4 milhões.

10.4. Conclusão da permuta de ativos com Eletrobras

Em setembro de 2023 foi divulgado o *closing* parcial da operação de Permuta de Ativos entre a Neoenergia e a Eletrobras, que resultou na consolidação de 100% da hidrelétrica de Dardanelos e no desinvestimento em Teles Pires, além da aquisição das participações minoritárias de 0,04% das ações de Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Afluente T, pertencentes à Eletrobras, passando a deter 98,98%, 93,09% e 90,17% das ações das companhias, respectivamente. O *closing* da operação de desinvestimento em Baguari aconteceu em outubro de 2023. A operação, cujo valor total é de R\$ 788 milhões sem desembolso de caixa de nenhuma parte, gera valor para Neoenergia com simplificação de estrutura societária.

10.5. **Closing da transação dos ativos operacionais de transmissão com GIC**

Em 29 de setembro de 2023, ocorreu o *closing* da operação de venda de participação societária de 50% em oito ativos de transmissão em operação (Jalapão, Santa Luzia, Dourados, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Narandiba e Rio Formoso) para o GIC, anunciada em abril de 2023 ao mercado por R\$ 1,1 bilhão. Além da venda, o acordo também dá ao GIC direito de primeira oferta em relação à potencial venda futura de 50% de participação nos ativos de transmissão em construção pela Neoenergia (Itabapoana, Guanabara, Vale do Itajaí, Lagoa dos Patos, Morro do Chapéu, Estreito, Alto do Parnaíba e Paraíso) e para Potiguar Sul, além de possibilitar a análise e participação conjunta do GIC e da Neoenergia em futuros leilões de Transmissão no Brasil, nos lotes que tiverem interesse mútuo.

10.6. **Criação de *Joint Venture* com a Comerc Energia para GD**

Em 27 de setembro de 2023, a Neoenergia anunciou ao mercado a criação de *Joint Venture* com a Comerc Energia para construção e operação de projetos de Geração Fotovoltaica Compartilhada nas áreas de concessão da Neoenergia. Os projetos serão avaliados individualmente e só serão executados caso atinjam o *hurdle rate* desejado. O investimento total estimado é de até R\$ 500 milhões pela Holding (dos quais até R\$ 250 milhões poderão ser investidos pela Neoenergia).

A operação permite a Neoenergia se posicionar competitivamente no segmento de Geração Distribuída, focando nos clientes com maior potencial de migração para Geração Distribuída, valendo-se do know-how e o portfólio de projetos da Comerc.

II. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia S.A., apresenta os resultados do 3T23 e 9M23 e a partir de análises gerenciais que a administração entende traduzir da melhor forma o negócio da companhia, conciliada com os padrões internacionais de demonstrações financeiras (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	3T23	9M23	3T22	9M22	
(+) Receita líquida	9.968	32.796	10.241	31.251	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(148)	(977)	298	(910)	Nota 5
(-) Outras receitas	(287)	(660)	(184)	(695)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	27	(45)	(22)	133	Nota 5.3
(+) Receita de operação e manutenção	50	126	34	97	Nota 5.3
(+) Operações fotovoltaicas	1	5	10	21	Nota 5.3
(+) Outras receitas - Outras receitas	-	7	-	4	Nota 5.3
= RECEITA Operacional Líquida	9.611	31.252	10.377	29.901	
(+) Custos com energia elétrica	(4.870)	(14.259)	(4.500)	(13.191)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(120)	(360)	13	(16)	Nota 8
(+) Custos de construção	(1.883)	(5.965)	(2.136)	(5.645)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(2)	(9)	(8)	(15)	Nota 8
= Custo com Energia	(6.875)	(20.593)	(6.631)	(18.867)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	148	977	(298)	910	Nota 5
= MARGEM BRUTA	2.884	11.636	3.448	11.944	
(+) Custos de operação	(1.300)	(3.826)	(1.018)	(3.035)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(90)	(251)	(89)	(267)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(585)	(1.722)	(531)	(1.446)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	120	360	(13)	16	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	2	9	8	15	Nota 8
(-) Depreciação	649	1.884	521	1.463	Nota 8
(+) Outras receitas	287	660	184	695	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	(27)	45	22	(133)	Nota 5.3
(-) Receita de operação e manutenção	(50)	(126)	(34)	(97)	Nota 5.3
(-) Operações fotovoltaicas	(1)	(5)	(10)	(21)	Nota 5.3
(-) Outras receitas - Outras receitas	-	(7)	-	(4)	Nota 5.3
= Despesa Operacional (PMSO)	(995)	(2.979)	(960)	(2.814)	
(+) PECLD	(128)	(489)	(127)	(385)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial / Ajuste valor justo - investimento	1.461	1.336	(9)	2	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.222	9.504	2.352	8.747	
(+) Depreciação e Amortização	(649)	(1.884)	(568)	(1.632)	Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(1.113)	(3.706)	(780)	(2.853)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	98	(376)	498	(429)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(13)	(50)	(7)	(51)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.545	3.488	1.495	3.782	Demonstrações de resultado

ANEXO I – DREs Gerenciais por Segmentos

(data base 30/09/2023):

DRE (R\$ MM)	REDES								RENOVÁVEIS							
	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação		3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2.245	2.666	(421)	(16%)	9.925	9.978	(53)	(1%)	445	424	21	5%	1.166	1.032	134	13%
(-) Despesas Operacionais	(814)	(795)	(19)	2%	(2.452)	(2.354)	(98)	4%	(77)	(65)	(12)	18%	(239)	(188)	(51)	27%
(-) PECLD	(127)	(126)	(1)	1%	(488)	(381)	(107)	28%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial/Oper. Corporativas	(56)	-	(56)	-	(193)	-	(193)	-	1.517	(9)	1.526	N/A	1.529	2	1.527	76.350%
EBITDA	1.248	1.745	(497)	(28%)	6.792	7.243	(451)	(6%)	1.885	350	1.535	439%	2.456	846	1.610	190%
Depreciação	(489)	(438)	(51)	12%	(1.430)	(1.224)	(206)	17%	(97)	(66)	(31)	47%	(278)	(200)	(78)	39%
Resultado Financeiro	(1.046)	(725)	(321)	44%	(3.296)	(2.289)	(1.007)	44%	(27)	(20)	(7)	35%	(172)	(179)	7	(4%)
IR/CS	186	607	(421)	(69%)	(198)	(196)	(2)	1%	(48)	(54)	6	(11%)	(108)	(106)	(2)	2%
LUCRO LÍQUIDO	(101)	1.189	(1.290)	(108%)	1.868	3.534	(1.666)	(47%)	1.713	210	1.503	716%	1.898	361	1.537	426%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO								OUTROS							
	3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação		3T23	3T22	Variação		9M23	9M22	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	201	370	(169)	(46%)	577	967	(390)	(40%)	(7)	(12)	5	(42%)	(32)	(33)	1	(3%)
(-) Despesas Operacionais	(36)	(40)	4	(10%)	(110)	(115)	5	(4%)	(68)	(60)	(8)	13%	(178)	(157)	(21)	13%
(-) PECLD	(1)	(1)	-	0%	(1)	(4)	3	(75%)	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	164	329	(165)	(50%)	466	848	(382)	(45%)	(75)	(72)	(3)	4%	(210)	(190)	(20)	11%
Depreciação	(18)	(18)	-	0%	(47)	(52)	5	(10%)	(45)	(46)	1	(2%)	(129)	(156)	27	(17%)
Resultado Financeiro	(6)	(32)	26	(81%)	(23)	(92)	69	(75%)	(34)	(3)	(31)	1033%	(215)	(293)	78	(27%)
IR/CS	(22)	(47)	25	(53%)	(52)	(115)	63	(55%)	(18)	(8)	(10)	125%	(18)	(12)	(6)	50%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(7)	(6)	86%	(50)	(51)	1	(2%)
LUCRO LÍQUIDO	118	232	(114)	(49%)	344	589	(245)	(42%)	(185)	(136)	(49)	36%	(622)	(702)	80	(11%)

ANEXO II – Balanço Patrimonial por Segmento

(data base 30/09/2023):

BALANÇO PATRIMONIAL - R\$ Milhões	Redes			Renováveis			Liberalizados			Outros	Consolidado
	Distribuição	Transmissão	Total Redes	Geração eólica	Geração hidráulica	Total Renováveis	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total liberalizados	Total	
ATIVO CIRCULANTE											
Caixa e equivalentes de caixa	3.579	622	4.201	1.005	447	1.452	396	131	527	1.246	7.426
Contas a receber de clientes e outros	8.091	22	8.113	93	53	146	-	131	131	-	8.390
Títulos e valores mobiliários	114	-	114	-	8	8	-	-	-	-	122
Instrumentos financeiros derivativos	281	-	281	-	21	21	1	4	5	1	308
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	295	-	295	-	-	-	-	-	-	-	295
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	644	644	-	-	-	-	-	-	-	644
Ativos não circulante mantido para a venda	-	-	-	-	797	797	-	-	-	454	1.251
Outros ativos circulantes	3.184	295	3.479	29	11	40	30	18	48	296	3.863
TOTAL DO CIRCULANTE	15.544	1.583	17.127	1.127	1.337	2.464	427	284	711	1.997	22.299
NÃO CIRCULANTE											
Contas a receber de clientes e outros	356	-	356	-	-	-	-	16	16	-	372
Títulos e valores mobiliários	100	10	110	301	17	318	-	2	2	106	536
Instrumentos financeiros derivativos	443	-	443	-	-	-	-	5	5	26	474
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	26.917	-	26.917	-	-	-	-	-	-	-	26.917
Concessão do serviço público (ativo contratual)	4.338	8.757	13.095	-	-	-	-	-	-	-	13.095
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	-	1.140	1.140	-	(785)	(785)	-	-	-	854	1.209
Direito de uso	126	4	130	36	-	36	11	2	13	-	179
Imobilizado	2	15	17	7.557	3.774	11.331	947	9	956	40	12.344
Intangível	11.844	9	11.853	104	2.083	2.187	2	14	16	3	14.059
Outros ativos não circulantes	5.018	492	5.510	100	940	1.040	91	76	167	(783)	5.934
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	49.144	10.427	59.571	8.098	6.029	14.127	1.051	124	1.175	246	75.119
ATIVO TOTAL	64.688	12.010	76.698	9.225	7.366	16.591	1.478	408	1.886	2.243	97.418
PASSIVO CIRCULANTE											
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	3.104	412	3.516	131	30	161	128	45	173	151	4.001
Empréstimos e financiamentos	6.943	1.530	8.473	224	208	432	534	17	551	157	9.613
Instrumentos financeiros derivativos	220	140	360	-	-	-	-	-	-	145	505
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	237	-	237	-	-	-	-	-	-	-	237
Outros passivos circulantes	610	642	6.752	171	178	349	(237)	114	(123)	(254)	6.724
TOTAL DO CIRCULANTE	16.614	2.724	19.338	526	416	942	425	176	601	199	21.080
NÃO CIRCULANTE											
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	176	-	176	-	-	-	-	-	-	-	176
Empréstimos e financiamentos	25.505	2.222	27.727	3.281	516	3.797	-	72	72	4.290	35.886
Instrumentos financeiros derivativos	679	-	679	-	-	-	-	1	1	593	1.273
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	632	-	632	-	-	-	-	-	-	-	632
Outros passivos não circulantes	5.783	1.521	7.304	330	999	1.329	33	48	81	(8)	8.696
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	32.775	3.743	36.518	3.611	1.515	5.126	33	121	154	4.865	46.663
TOTAL DO PASSIVO	49.389	6.467	55.856	4.137	1.931	6.068	458	297	755	5.064	67.743
PATRIMÔNIO LÍQUIDO											
Atribuído aos acionistas da Neoenergia S.A	15.125	5.517	20.642	5.088	5.435	10.523	1.020	111	1.131	(2.821)	29.475
Atribuível a participação dos acionistas não controladores	174	26	200	-	-	-	-	-	-	-	200
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	15.299	5.543	20.842	5.088	5.435	10.523	1.020	111	1.131	(2.821)	29.675
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	64.688	12.010	76.698	9.225	7.366	16.591	1.478	408	1.886	2.243	97.418
DÍVIDA											
Dívida Bruta											
Ativo											
CIRCULANTE											
Caixa e equivalentes de caixa	3.579	622	4.201	1.005	447	1.452	396	131	527	1.246	7.426
Títulos e valores mobiliários	114	-	114	-	8	8	-	-	-	-	122
Instrumentos financeiros derivativos	281	-	281	-	21	21	1	4	5	1	308
NÃO CIRCULANTE											
Títulos e valores mobiliários	100	10	110	301	17	318	-	2	2	106	536
Instrumentos financeiros derivativos	443	-	443	-	-	-	-	5	5	26	474
PASSIVO											
CIRCULANTE											
Empréstimos e financiamentos	6.943	1.530	8.473	224	208	432	534	17	551	157	9.613
Instrumentos financeiros derivativos	220	140	360	-	-	-	-	-	-	145	505
NÃO CIRCULANTE											
Empréstimos e financiamentos	25.505	2.222	27.727	3.281	516	3.797	-	72	72	4.290	35.886
Instrumentos financeiros derivativos	679	-	679	-	-	-	-	1	1	593	1.273
Dívida Bruta Total	32.623	3.892	36.515	3.505	703	4.208	533	81	614	5.158	46.495
Dívida Líquida Total	28.830	3.260	32.090	2.199	231	2.430	137	(52)	85	3.806	38.411

ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 30/09/2023):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	9M23	9M22
Lucro Líquido do Período/Exercício	3.538	3.833
Ajustado por:		
Depreciação e amortização	1.919	1.490
Baixa de ativos não circulantes	80	126
Amortização de mais-valia	-	169
Equivalência Patrimonial	(53)	(2)
Ajuste a valor justo	(1.283)	-
Tributos sobre o lucro	376	429
Resultado financeiro, líquido	3.706	2.853
Valor de reposição estimado da concessão	(977)	(910)
Outros	8	(3)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	(378)	1.440
Concessão do serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(2.135)	(2.323)
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e operações de desconto de títulos	(558)	(1.809)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(188)	(134)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	(90)	2.357
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	112	(1.127)
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(194)	(93)
Outros ativos e passivos, líquidos	(290)	(677)
Caixa gerado nas operações	3.593	5.619
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	15	25
Encargos de dívidas pagos	(1.960)	(1.635)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(1.051)	(707)
Rendimento de aplicação financeira	635	597
Pagamento de juros – Arrendamentos	(18)	(16)
Tributos sobre o lucro pagos	(324)	(138)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	890	3.745
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Alienação de participação acionária (nota 15.5)	1.111	-
Desconsolidação do caixa dos ativos de transmissão alienados (nota 15.5)	(372)	-
Contraprestação transferida para aquisição de controle de EAPSA (nota 15.4)	(454)	-
Caixa adquirido na combinação de negócios (nota 15.4)	208	-
Aquisição de imobilizado e intangível	(462)	(1.559)
Aumento de capital em investidas	(27)	(33)
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(3.760)	(4.316)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(451)	(810)
Resgate de títulos e valores mobiliários	337	449
Caixa (consumido) nas atividades de investimentos	(3.870)	(6.269)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	8.546	11.122
Pagamento dos custos de captação	(85)	(69)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(4.909)	(6.800)
Depósitos em garantias	(27)	(16)
Obrigações vinculadas as concessões	199	215
Pagamento de principal – Arrendamentos	(40)	(35)
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	(7)	381
Remuneração paga aos acionistas controladores	-	(145)
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(34)	(90)
Recompra de ações em tesouraria	(39)	-
Caixa gerado (consumido) nas atividades de financiamentos	3.604	4.563
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	624	2.039
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	6.802	5.545
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	7.426	7.584



DISCLAIMER

Esse documento foi preparado pela NEOENERGIA S.A. visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da NEOENERGIA e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da NEOENERGIA.

A informação contida neste documento reflete as atuais condições e nosso ponto de vista até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da NEOENERGIA sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.

Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e na Informação Demonstrações Financeiras.

Demais informações sobre a empresa podem ser obtidas no Formulário de Referência, disponível no site da CVM e no site de Relações com Investidores do Grupo Neoenergia (ri.neoenergia.com)