

DESTAQUES (R\$ MM) 1T24	1T24	1T23	Δ %
Receita Operacional Líquida	11.020	11.107	(1%)
Margem Bruta	4.657	4.760	(2%)
Despesas Operacionais	(1.033)	(970)	6%
EBITDA	3.507	3.620	(3%)
Resultado Financeiro	(1.293)	(1.272)	2%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.127	1.215	(7%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	418	649	(36%)
IFRS 15	269	362	(26%)
EBITDA Caixa	2.820	2.609	8%

INDICADORES OPERACIONAIS			
Energia Injetada (GWh) (cativo + livre + GD)	22.102	20.433	8,2%
Energia Distribuída (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	18.918	17.438	8,5%
Número de Clientes (mil)	16.418	16.111	2%

Indicadores Financeiros de Dívida	1T24	2023	Varição
Dívida Líquida(1)/EBITDA(2)	3,28	3,17	0,11
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

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

(2) EBITDA 12 meses

EBITDA Caixa: R\$ 2,8 bilhões no 1T24 (+8,1% vs. 1T23).

- Crescimento de +8,2% da energia injetada, incluindo GD no 1T24;
- Despesas operacionais controladas: +6% no 1T24. Normalizando os novos ativos e operações corporativas, as despesas crescem 4,6% vs. 1T23;
- Lucro de R\$ 1.127 milhões no 1T24;
- CAPEX de R\$ 1,9 bilhão no 1T24, sendo R\$ 1,1 bilhão em distribuição;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,28x no 1T24, vs. 3,17x no 4T23;
- Reajuste tarifário de Neoenergia Coelba e Cosern com efeito médio para o consumidor de 1,53% e 7,84%, respectivamente, a partir de 22 de abril de 2024.

CONFERÊNCIA DE RESULTADOS IT24

Quarta-feira, 24 de abril de 2024

Horário: 9:30 (BRT) | 8:30 (ET)

(com tradução simultânea para o inglês)

Acesso ao Webcast: https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=NEOENERGIAIT24_445

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO IT24 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.	Geração e Clientes	13
1.2.1.	Renováveis	13
1.2.2.	Térmica	15
2.	DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	16
2.1.	Consolidado	16
2.2.	Redes	17
2.3.	Geração e Clientes	24
3.	EBITDA (LAJIDA)	26
4.	RESULTADO FINANCEIRO	26
5.	INVESTIMENTOS	27
5.1.	Redes	27
5.2.	Geração e Clientes	28
6.	ENDIVIDAMENTO	29
6.1.	Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	29
6.2.	Cronograma de amortização das dívidas	29
6.3.	Perfil Dívida	30
7.	RATING	31
8.	MERCADO DE CAPITALIS	31
9.	ESG	31
10.	OUTROS TEMAS	33
10.1.	Clientes Baixa Renda	33
10.2.	Reajustes Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern	33
11.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	33

ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio	35
ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio	36
ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado	37

1. DESEMPENHO OPERACIONAL

Os negócios do Grupo Neoenergia são apresentados de forma gerencial neste informe da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão; (ii) Geração e Clientes – geração eólica, geração hidrelétrica, geração solar, 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 IT24 com 16,4 milhões de consumidores ativos. Em comparação com IT23, houve aumento de 307 mil de consumidores (+2%). A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos ao final do IT24 por distribuidora.

Número de Consumidores (milhares)	IT24						IT23						VARIÇÃO					
	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília
Residencial	14.604	5.944	3.664	1.397	2.554	1.045	14.289	5.801	3.573	1.371	2.509	1.036	315	143	91	26	45	9
Industrial	37	10	6	2	20	1	37	10	5	1	20	1	-	-	1	1	-	-
Comercial	1.113	442	228	113	210	119	1.102	436	228	111	208	119	11	6	-	2	2	-
Rural	493	187	122	48	126	10	514	199	128	50	126	10	(21)	(12)	(6)	(2)	-	-
Outros	172	70	34	29	33	6	168	69	34	28	31	6	4	1	-	1	2	-
Total	16.418	6.653	4.053	1.588	2.942	1.182	16.111	6.516	3.967	1.561	2.894	1.173	307	137	86	27	48	9

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + GD) foi 18.918 GWh no IT24 (+8,5% vs. IT23). 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 e mercado são apresentados nas tabelas abaixo:

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	IT24	IT23	%	IT24	IT23	%	IT24	IT23	%	IT24	IT23	%	IT24	IT23	%	IT24	IT23	%
Residencial	2.159	2.049	5,4%	1.580	1.480	6,8%	661	623	6,1%	1.562	1.379	13,3%	647	620	4,4%	6.609	6.151	7,4%
Industrial	141	178	(20,8%)	81	91	(11,0%)	31	39	(20,5%)	204	237	(13,9%)	8	11	(27,3%)	465	556	(16,4%)
Comercial	731	777	(5,9%)	475	510	(6,9%)	191	207	(7,7%)	564	537	5,0%	359	358	0,3%	2.319	2.389	(2,9%)
Rural	502	402	24,9%	116	121	(4,1%)	101	108	(6,5%)	220	191	15,2%	28	28	-	966	850	13,6%
Outros	670	644	4,0%	383	454	(15,6%)	150	150	-	316	318	(0,6%)	326	320	1,9%	1.845	1.886	(2,2%)
Total Energia Distribuída (cativo)	4.202	4.050	3,8%	2.636	2.656	(0,8%)	1.134	1.127	0,6%	2.865	2.663	7,6%	1.367	1.336	2,3%	12.204	11.832	3,1%
Industrial	1.065	975	9,2%	654	676	(3,3%)	279	264	5,7%	1.702	1.514	12,4%	128	129	(0,8%)	3.827	3.558	7,6%
Comercial	341	269	26,8%	307	247	24,3%	92	72	27,8%	310	257	20,6%	170	143	18,9%	1.219	989	23,3%
Rural	5	3	66,7%	10	3	233,3%	1	1	-	53	33	60,6%	1	1	-	70	40	75,0%
Outros	117	104	12,5%	97	2	-	43	38	13,2%	134	106	26,4%	-	-	-	391	251	55,8%
Suprimentos	0	0	-	60	53	13,2%	0	0	-	-	-	-	22	9	144,4%	82	63	30,2%
Mercado Livre + Suprimento	1.528	1.352	13,0%	1.127	982	14,8%	415	375	10,7%	2.199	1.909	15,2%	321	282	13,8%	5.590	4.901	14,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	5.730	5.402	6,1%	3.763	3.638	3,4%	1.549	1.502	3,1%	5.064	4.572	10,8%	1.688	1.618	4,3%	17.794	16.734	6,3%
Energia de compensação GD	342	212	61,3%	290	176	64,8%	170	113	50,4%	225	138	63,0%	97	66	47,0%	1.124	705	59,4%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	6.072	5.614	8,2%	4.053	3.814	6,3%	1.719	1.615	6,4%	5.289	4.711	12,3%	1.786	1.685	6,0%	18.918	17.438	8,5%

No IT24, o consumo residencial apresentou aumento em todas as distribuidoras, consolidando 6.609 GWh, +7,4% acima do registrado no IT23, influenciado, sobretudo, por temperaturas superiores, além do crescimento da base de clientes.

O consumo da classe industrial cativa reduziu -16,4% no IT24 vs. IT23. Entretanto, ao se incorporar o consumo livre desta classe, há um crescimento de +4,3% vs. IT23

A classe comercial cativa consolidou 2.319 GWh no IT24, -2,9% vs. IT23. Incorporando os consumidores livres desta classe, há um aumento de +4,7% vs. IT23, principalmente, por maiores temperaturas.




A classe rural cativa apresentou crescimento de +13,6% vs. IT23 e de +16,4% quando somado o crescimento dos clientes livres desta classe. Destaque para o crescimento da Neoenergia Coelba (+25,2%) e Neoenergia Elektro (+22,0%).



As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram 1.845 GWh no IT24, -2,2% vs. IT23. Incorporando os consumidores livres desta classe, verifica-se crescimento de +4,6%, com destaque para a classe do Poder Público.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada total, incluindo GD, foi de 22.102 GWh no IT24, +8,2% vs. IT23, influenciado por temperaturas superiores e pelo crescimento da base de clientes.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	IT24	IT23	IT24 x IT23	
			Dif	%
CONSOLIDADO				
Mercado Cativo	12.204	11.832	372	3,1%
Mercado Livre + Suprimento	5.590	4.901	689	14,1%
Energia Distribuída (A)	17.794	16.732	1.062	6,3%
Energia Perdida (B)	2.785	2.481	304	12,3%
Não Faturado (C)	234	299	(65)	(21,7%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	20.812	19.512	1.301	6,7%
Energia Injetada pela GD (E)	1.290	921	369	40,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	22.102	20.433	1.669	8,2%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	1T24	1T23	1T24 x 1T23	
			Dif	%
				
Mercado Cativo	4.202	4.050	152	3,8%
Mercado Livre + Suprimento	1.528	1.352	176	13,0%
Energia Distribuída (A)	5.730	5.402	328	6,1%
Energia Perdida (B)	1.109	974	136	13,9%
Não Faturado (C)	121	171	(50)	(29,2%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	6.961	6.547	414	6,3%
Energia Injetada pela GD (E)	418	313	104	33,5%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	7.379	6.860	519	7,6%
				
Mercado Cativo	2.636	2.656	(20)	(0,8%)
Mercado Livre + Suprimento	1.127	982	144	14,8%
Energia Distribuída (A)	3.763	3.638	125	3,4%
Energia Perdida (B)	892	790	103	12,9%
Não Faturado (C)	108	37	71	191,9%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	4.763	4.465	299	6,7%
Energia Injetada pela GD (E)	322	213	108	51,2%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.085	4.678	407	8,7%
				
Mercado Cativo	1.134	1.127	7	0,6%
Mercado Livre + Suprimento	415	375	40	10,7%
Energia Distribuída (A)	1.549	1.502	47	3,1%
Energia Perdida (B)	158	138	20	14,5%
Não Faturado (C)	1	(25)	26	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.708	1.615	93	5,8%
Energia Injetada pela GD (E)	197	139	59	41,7%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	1.905	1.754	151	8,6%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	1T24	1T23	1T24 x 1T23	
			Dif	%
				
Mercado Cativo	2.865	2.663	202	7,6%
Mercado Livre + Suprimento	2.199	1.909	290	15,2%
Energia Distribuída (A)	5.064	4.572	492	10,8%
Energia Perdida (B)	425	365	61	16,4%
Não Faturado (C)	(0)	113	(113)	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	5.489	5.050	440	8,7%
Energia Injetada pela GD (E)	250	172	78	45,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.739	5.222	517	9,9%
				
Mercado Cativo	1.367	1.336	31	2,3%
Mercado Livre + Suprimento	321	282	39	13,8%
Energia Distribuída (A)	1.688	1.618	70	4,3%
Energia Perdida (B)	199	214	(15)	(7,0%)
Não Faturado (C)	4	2	1	100,0%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.891	1.835	56	3,1%
Energia Injetada pela GD (E)	104	84	20	23,8%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	1.995	1.919	76	4,0%

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					
	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	Aneel 24
Neoenergia Coelba	10,45%	10,55%	10,58%	10,74%	10,81%	4,30%	4,05%	4,46%	5,31%	5,31%	14,75%	14,60%	15,04%	16,05%	16,12%	15,20%
Neoenergia Pernambuco	8,71%	8,87%	9,04%	9,09%	9,19%	7,98%	7,95%	8,14%	8,37%	8,95%	16,69%	16,82%	17,18%	17,46%	18,15%	15,25%
Neoenergia Cosern	8,09%	8,04%	7,88%	7,86%	7,85%	0,01%	-0,03%	0,53%	0,33%	0,93%	8,10%	8,02%	8,41%	8,19%	8,77%	10,43%
Neoenergia Elektro	6,01%	6,03%	6,00%	5,99%	5,93%	0,94%	0,98%	1,53%	1,93%	1,57%	6,95%	7,01%	7,53%	7,92%	7,50%	7,90%
Neoenergia Brasília	8,25%	8,21%	8,21%	8,15%	8,17%	2,85%	2,66%	3,01%	3,26%	2,98%	11,09%	10,88%	11,22%	11,41%	11,15%	11,78%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	Aneel 24
Neoenergia Coelba	2.646	2.680	2.714	2.850	2.913	1.090	1.030	1.146	1.407	1.430	3.736	3.710	3.860	4.258	4.343	3.982
Neoenergia Pernambuco	1.491	1.523	1.561	1.583	1.628	1.366	1.362	1.405	1.457	1.585	2.857	2.885	2.966	3.040	3.213	2.586
Neoenergia Cosern	514	514	509	509	515	0	(2)	34	21	61	515	513	543	530	576	690
Neoenergia Elektro	1.192	1.191	1.192	1.215	1.229	187	194	305	392	326	1.379	1.385	1.497	1.607	1.555	1.602
Neoenergia Brasília	619	613	615	625	630	214	199	226	250	230	833	812	841	874	861	905

NOTAS: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de março de 2024 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2023 foram ajustados para a apuração definitiva. (2) A tabela normaliza o impacto da Resolução Normativa ANEEL 1000/2021, que é nulo a partir do 3T23. (3) Limite regulatório 12 meses.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 16,12% no 1T24, impulsionadas pelas elevadas temperaturas no trimestre que fizeram a carga ser 7,6% maior que a carga do 1T23, acima do limite regulatório da RTP de 2023, de 15,42%.

Na Neoenergia Pernambuco, as perdas totais 12 meses encerraram o 1T24 em 18,15%, acima do patamar regulatório de 15,25%. Vale destacar, o impacto de +0,25 p.p. referente a migração de um grande cliente para rede básica e de +0,62 p.p. do efeito da energia Não Faturada.

Já as perdas totais 12 meses na Neoenergia Elektro encerraram o período em 7,50%, abaixo do limite regulatório de 7,90%.

A Neoenergia Cosern encerrou o 1T24 em 8,77%, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 10,43%.

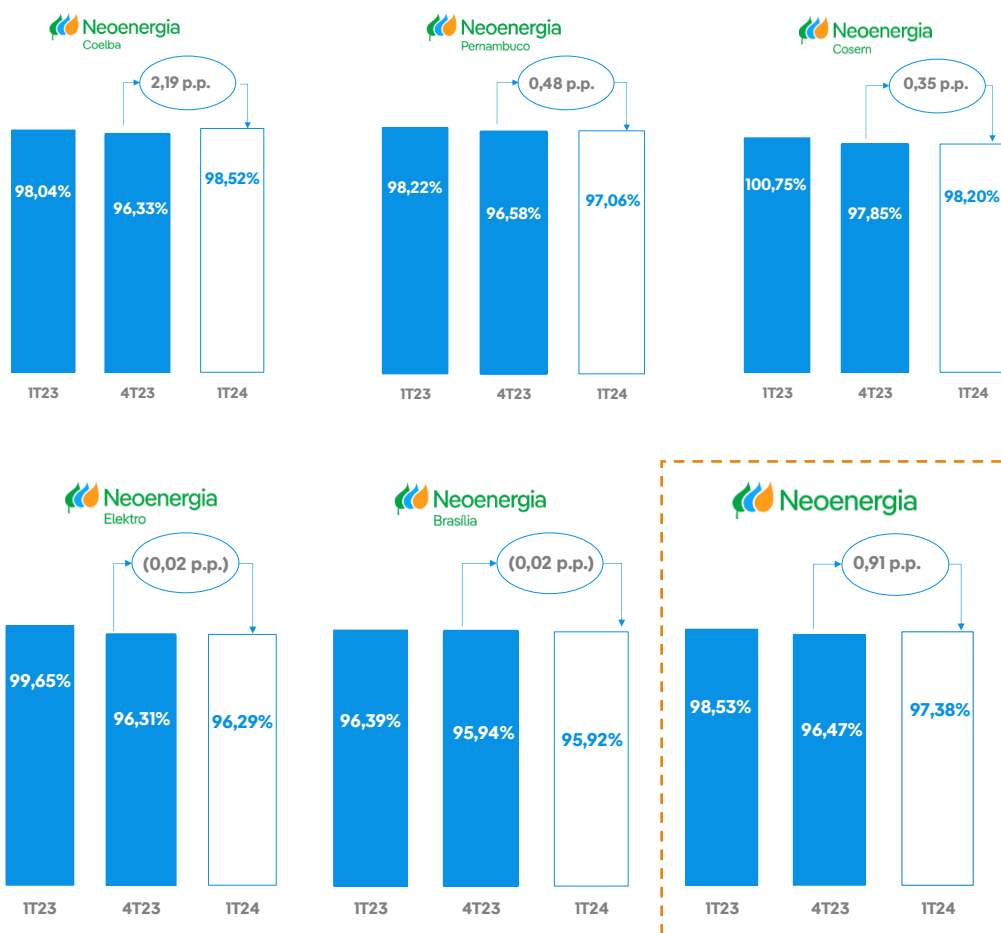
Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas totais 12 meses de 11,15% no 1T24, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,78%.

No 1T24 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas nas 5 distribuidoras:

- i. Realização de mais de 84 mil inspeções, recuperando mais de 104 GWh;
- ii. Substituição de mais de 49 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- iii. Regularização de mais de 32 mil clandestinos;
- iv. Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em 19 mil pontos, recuperando mais de 6 GWh; e
- v. Realização de 43 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, verificamos um aumento da taxa de arrecadação consolidada em relação ao 4T23, atingindo 97,38% no IT24 explicada pela aceleração das ações de cobrança e maiores negociações.

PECLD/ ROB	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24	1T23 x 1T24	Limite Regulatório	
Neoenergia Coelba	ROB	4.013	4.030	3.972	4.565	4.234	5,50%	4.234
	PECLD	56	81	52	41	54	(3,00%)	51
	Inadimplência	1,39%	2,01%	1,30%	0,91%	1,28%	(0,11 p.p.)	1,20%
Neoenergia Pernambuco	ROB	2.253	2.277	2.204	2.488	2.619	16,24%	2.619
	PECLD	75	60	51	53	61	(17,97%)	40
	Inadimplência	3,32%	2,64%	2,32%	2,13%	2,34%	(0,98 p.p.)	1,54%
Neoenergia Cosern	ROB	917	934	942	1.021	1.006	9,62%	1.006
	PECLD	2	(4)	4	5	6	155,88%	5
	Inadimplência	0,25%	(0,43%)	0,38%	0,50%	0,58%	0,33 p.p.	0,54%
Neoenergia Elektro	ROB	2.847	2.540	2.753	3.171	3.207	12,65%	3.207
	PECLD	36	26	15	36	31	(13,99%)	19
	Inadimplência	1,27%	1,03%	0,55%	1,15%	0,97%	(0,30 p.p.)	0,58%
Neoenergia Brasília	ROB	1.130	1.156	1.216	1.443	1.353	19,75%	1.353
	PECLD	13	10	13	13	13	0,11%	7
	Inadimplência	1,12%	0,82%	1,07%	0,88%	0,94%	(0,18 p.p.)	0,54%

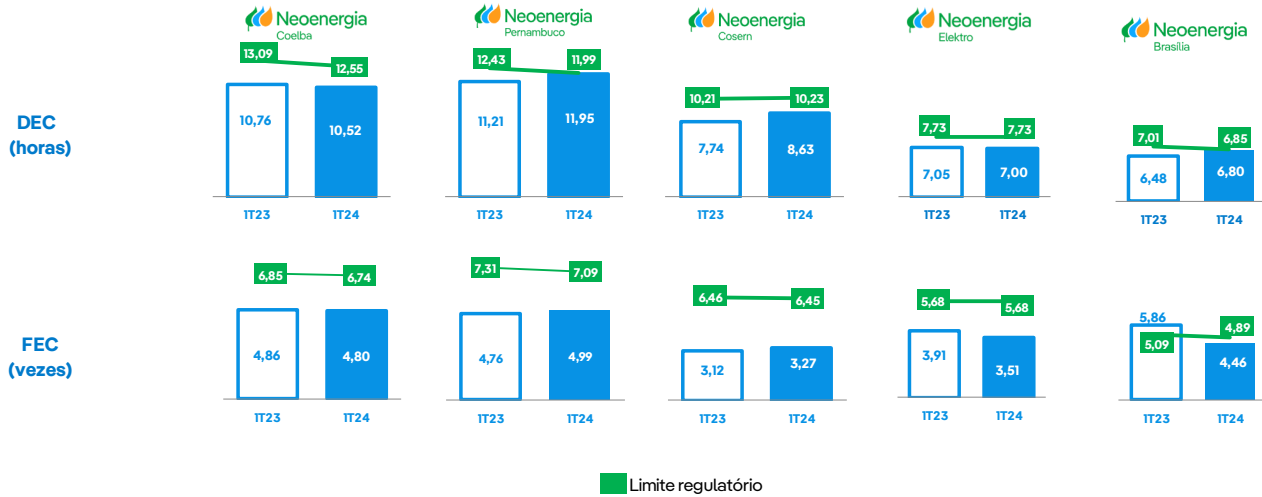
NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

No 1T24 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 440 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 140 mil instalações de clientes que sofreram suspensão do fornecimento;
- iii. Negativações de 2,8 milhões consumidores;
- iv. Protesto de mais de 85 mil títulos através dos cartórios e envio de notificações;
- v. 4,8 milhões cobranças terceirizadas através das assessorias de cobrança;
- vi. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- vii. 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;
- viii. Negociações para 335 mil consumidores através da plataforma digital;
- ix. Notificação de 505 mil clientes através do Whatsapp;
- x. Quitações de dívidas para aproximadamente 18 mil consumidores, contempladas no Programa Desenrola do Governo Federal.

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. As 5 distribuidoras estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC.



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 2023 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No IT24, estavam em operação com 100% de RAP liberada os seguintes ativos de transmissão: Afluente T, Naranidiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados, Jalapão, Santa Luzia e Rio Formoso.

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ² (R\$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%)					
								2019	2020	2021	2022	2023	IT24
-	-	Afluente T	BA	489	3 subestações	67	1990	99,88	99,97	99,83	99,90	99,96	99,93
Leilão Jun/08	E	Naranidiba ¹	BA	-	1 subestação	16	Jun/11	99,94	99,97	99,98	99,95	99,86	100,00
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ¹		5	Set/14	100,00	100,00	99,98	99,95	99,86	100,00		
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 subestação	6	Jul/15	99,94	99,97	99,98	99,95	99,86	100,00
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN/PB	190	-	33	Nov/16	99,68	99,93	99,98	99,91	99,58	100,00
Leilão Abr/17	4	Dourados	MS	581	1 subestação	89	Ago/21	-	-	99,98	99,99	99,99	100,00
	20	Atibaia	SP	-	1 subestação	19	Dez/19	-	99,99	99,90	100,00	99,90	100,00
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	18	Jul/20	-	100,00	99,92	99,97	99,96	100,00
	27	Sobral	CE	-	1 subestação	17	Jan/20	-	100,00	99,98	99,99	99,48	99,99
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 subestação	77	Nov/21	-	-	-	100,00	99,99	100,00
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	169	Jan/22	-	-	-	99,99	99,98	100,00
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	BA	210	2 subestações	23	Jan/23	-	-	-	-	99,63	99,97

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

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

² RAP homologada (Ciclo 2023-2024) após Despacho nº 4.675/2023.

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 cinco 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 (1)	CAPEX Aneel	Entrada em Operação (Aneel)	Fim da Concessão
				LP	LI	LO	R\$ (MM)	R\$ (MM)		
Leilão Dez/2018	Lote 2 Guanabara	<div style="width: 88%;"><div style="width: 88%;"></div></div> 88%	✓	✓	▲	158	1.331	Mar/24	Mar/49	
	Lote 3 Itabapoana	<div style="width: 100%;"><div style="width: 100%;"></div></div> 100%	✓	✓	●	91	754	Mar/24	Mar/49	
	Lote 1 Vale do Itajaí	<div style="width: 73%;"><div style="width: 73%;"></div></div> 73%	✓	✓	■	257	2.792	Mar/24	Mar/49	
Leilão Dez/2020	Lote 14 Lagoa dos Patos	<div style="width: 75%;"><div style="width: 75%;"></div></div> 75%	■	■	■	160	1.215	Mar/24	Mar/49	
	Lote 2 Morro do Chapéu	<div style="width: 80%;"><div style="width: 80%;"></div></div> 80%	✓	✓	■	209	1.997	Mar/26	Mar/51	
Leilão Dez/2021	Lote 4 Estreito	<div style="width: 85%;"><div style="width: 85%;"></div></div> 85%	N/A	N/A	N/A	43	661	Mar/26	Mar/52	
Leilão Jun/2022	Lote 2 Alto Paranaíba	<div style="width: 7%;"><div style="width: 7%;"></div></div> 7%	■	■	▲	395	4.938	Set/27	Set/52	
	Lote 11 Paraíso	<div style="width: 87%;"><div style="width: 87%;"></div></div> 87%	✓	✓	▲	42	499	Set/26	Set/52	

(1) RAP ciclo 2023/2024 após Despacho nº 4.675/2023.

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 total da RAP até IT25.
- Lote 2 (Guanabara) – Licenças emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras em andamento com liberação integral da RAP prevista para 2024. 1 tramo concluído (1 de 2) aguardando LO.
- Lote 3 (Itabapoana) – Projeto concluído e aguardando LO para energização.
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) - está com 64% da RAP liberada. Os 36% de RAP restantes dizem respeito ao trecho 1, cujas obras só serão iniciadas quando contornarmos a questão ambiental, uma vez que a licença prévia não foi concedida para o trecho.

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) – 17% da RAP já liberada. Conclusão 3º tramo (3 de 5) - 30% da RAP. Liberação restante (+R\$98M) ao longo de 2024, conforme *Business Plan*.

Leilão de Dezembro/2021:

- Lote 4 (Estreito) - 100% da RAP prevista para 1S24, conforme *Business Plan*. 1 tramo concluído (1 de 3) em fase de testes.

Leilão de Junho/2022:

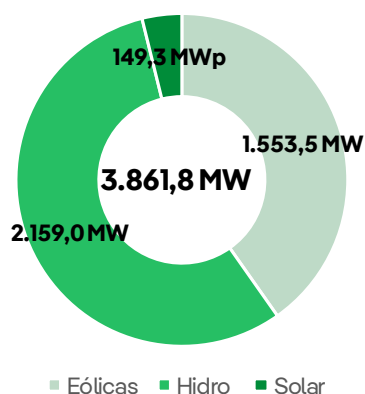
- Lote 2 (Alto Paranaíba) – Licenciamentos parcialmente concluídos. Obras iniciadas em Subestações e 2 Linhas de Transmissão (2 de 3).
- Lote 11 (Paraíso) – Obras concluídas e entrada em operação no 1S24, antecipando o *business plan*.

1.2. Geração e Clientes

1.2.1. Renováveis

Os ativos em operação totalizam 44 parques eólicos, 5 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.

Capacidade Instalada Atual



1.2.1.1. Parques Eólicos e Solares

A Companhia encerrou o IT24 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 e solares de 1,7 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 IT24 a energia eólica e solar gerada foi de 839 GWh, 11% abaixo do IT23, em função de menor eolicidade no período. A disponibilidade no trimestre foi acima de 98%.

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
Complexo Chafariz	100%	PB	São José do Sabugi, Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede	471,2	232,9	Entre 21/06/2018 e 05/02/2019	Entre 20/06/2053 e 04/02/2054
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
Complexo Oitis	100%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	566,5	274,1	Entre 29/11/2019 e 24/12/2019	Entre 28/11/2054 e 23/12/2054
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

1.2.1.2. Hidrelétricas

A Neoenergia encerrou o IT24 com participação em 5 usinas hidrelétricas (com participação direta e indireta): Itapebi, Corumbá, Dardanelos, Baixo Iguaçu e Belo Monte.

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 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.

1.2.2. Térmica

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 IT24 a Termopernambuco gerou 61 GWh de energia, enquanto no ano anterior não houve geração. O resultado segue preservado pelos contratos de venda e sua estrutura de custos.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Operacional Líquida (1)	11.020	11.107	(87)	(1%)
Custos Com Energia (2)	(6.781)	(6.996)	215	(3%)
Margem Bruta s/VNR	4.239	4.111	128	3%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	418	649	(231)	(36%)
MARGEM BRUTA	4.657	4.760	(103)	(2%)
Despesa Operacional	(1.033)	(970)	(63)	6%
PECLD	(158)	(176)	18	(10%)
(+) Equivalência Patrimonial / Operações Corporativas	41	6	35	583%
EBITDA	3.507	3.620	(113)	(3%)
Depreciação	(684)	(609)	(75)	12%
Resultado Financeiro	(1.293)	(1.272)	(21)	2%
IR/CS	(384)	(505)	121	(24%)
Minoritário	(19)	(19)	-	-
LUCRO LÍQUIDO	1.127	1.215	(88)	(7%)

(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 IT24 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.239 milhões (+3% vs. IT23), impactada pelos efeitos de: (i) aumento da base de clientes, (ii) maiores volumes; (iii) Revisões Tarifárias de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern em abril de 2023, variação da parcela B +2,5% e +0,25%, respectivamente; (iv) Reajuste Tarifário de 2023 da Neoenergia Brasília, vigente a partir outubro/23 (variação da parcela B: +7,14%); (v) melhor resultado de Termopernambuco, e (vi) consolidação de Dardanelos a partir de setembro de 2023. Esses efeitos foram suavizados pela menor margem de Transmissão, devido a não consolidação dos 8 ativos da operação com o GIC, que passaram a entrar como equivalência desde o 4T23 e de eólicas, devido à menor geração, além da Revisão Tarifária de Neoenergia Elektro em agosto de 2023, com variação da parcela B de -3,9% e do Reajuste Tarifário de Neoenergia Pernambuco em maio de 2023, que não apresentou variação da parcela B. A margem bruta foi de R\$ 4.657 milhões no IT24 (-2% vs. IT23). Vale lembrar que no IT23 a VNR foi positivamente impactada por um *one-off* de R\$ 105 milhões na Neoenergia Coelba e de R\$ 40 milhões na Neoenergia Cosern relativos às revisões tarifárias.

As despesas operacionais somaram R\$ 1.033 milhões no IT24 (+6% vs. IT23). Normalizando os novos ativos e operações corporativas, as despesas crescem +4,6% vs. IT23, confirmando a disciplina de custos.

A PECLD foi de R\$ 158 milhões no IT24, menor em 10% em relação ao IT23, pela melhor performance da arrecadação.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 1T24 foram registrados R\$ 41 milhões sendo: R\$ 37 milhões referentes à equivalência patrimonial dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e R\$ 4 milhões pelo resultado da usina de Corumbá por equivalência.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 3.507 milhões no 1T24, -3% vs. 1T23. Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR e IFRS, foi de R\$ 2.820 milhões no 1T24 (+8% vs. 1T23).

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.293 milhões no 1T24, em linha com o 1T23.

O lucro líquido encerrou o trimestre em R\$ 1.127 milhões (-7% vs. 1T23).

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	1T24	1T23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	10.689	10.760	(71)	(1%)
Custos Com Energia	(6.991)	(7.171)	180	(3%)
Margem Bruta s/ VNR	3.698	3.589	109	3%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	418	649	(231)	(36%)
Margem Bruta	4.116	4.238	(122)	(3%)
Despesa Operacional	(844)	(808)	(36)	4%
PECLD	(158)	(176)	18	(10%)
(+) Equivalência Patrimonial/ Operações Corporativas	37	-	37	-
EBITDA	3.151	3.254	(103)	(3%)
Depreciação	(502)	(471)	(31)	7%
Resultado Financeiro	(1.162)	(1.102)	(60)	5%
IR CS	(327)	(446)	119	(27%)
LUCRO LÍQUIDO	1.160	1.235	(75)	(6%)

O negócio de Redes encerrou o 1T24 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 3.698 milhões (+3% vs. 1T23), impactada pelos efeitos de: (i) aumento da base de clientes, (ii) maiores volumes; (iii) Revisões Tarifárias de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern em abril de 2023, variação da parcela B +2,5% e +0,25%, respectivamente; e, (iv) Reajuste Tarifário de 2023 da Neoenergia Brasília, vigente a partir outubro/23 (variação da parcela B: +7,14%). Esses efeitos foram suavizados pela menor margem de Transmissão, devido a não consolidação dos ativos em parceria com o GIC, que passaram a entrar como equivalência desde o 4T23, além da Revisão Tarifária de Neoenergia Elektro em agosto de 2023, com variação da parcela B de -3,9% e do Reajuste Tarifário de Neoenergia Pernambuco em maio de 2023, que não apresentou variação da parcela B. A margem bruta foi de R\$ 4.116 milhões no 1T24 (-3% vs. 1T23). Vale lembrar que no 1T23 a VNR foi positivamente impactada por um *one-off* de R\$ 105 milhões na Neoenergia Coelba e de R\$ 40 milhões na Neoenergia Cosern no 1T23 relativos às revisões tarifárias.

As despesas operacionais somaram R\$ 844 milhões no 1T24 (+4% vs. 1T23), absorvendo inflação e aumento de número de clientes. Expurgando os novos ativos, as despesas crescem +3,0% vs. 1T23.

A PECLD foi de R\$ 158 milhões no 1T24 (-10% vs. 1T23) em razão da intensificação das ações de corte e cobrança, que refletiram na maior arrecadação.

A rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas no 1T24 foi de R\$ 37 milhões referentes à equivalência patrimonial dos ativos de transmissão em parceria com o GIC que passaram a ser contabilizados nessa rubrica a partir do 4T23.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 3.151 milhões no 1T24 (-3% vs. 1T23). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR e IFRS, foi de R\$ 2.464 milhões no 1T24 (+10% vs. 1T23).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.162 milhões no 1T24 (vs. -R\$ 1.102 milhões no 1T23), em virtude do maior saldo médio da dívida.

O negócio de Redes teve lucro líquido de R\$ 1.160 milhões no 1T24 (-6% vs. 1T23).

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	1T24	1T23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	1.059	1.236	(177)	(14%)
Custos de Construção	(728)	(735)	7	(1%)
Margem Bruta	331	501	(170)	(34%)
Despesa Operacional	(46)	(37)	(9)	24%
PECLD	(2)	-	(2)	-
(+) Equivalência Patrimonial/ Operações Corporativas	37	-	37	-
EBITDA	320	464	(144)	(31%)
Depreciação	(1)	(2)	1	(50%)
Resultado Financeiro	(153)	(128)	(25)	20%
IR CS	(37)	(107)	70	(65%)
LUCRO LÍQUIDO	129	227	(98)	(43%)
IFRS15	269	362	(93)	(26%)

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de 331 milhões no 1T24 (-34% vs. 1T23), impactada pela não consolidação dos ativos em parceria com o GIC, que passaram a entrar como equivalência a partir do 4T23.

As despesas operacionais somaram R\$ 46 milhões no 1T24 (+9 milhões vs. 1T23) pelo mesmo motivo supracitado.

A rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas encerrou o 1T24 em R\$ 37 milhões, referentes aos ativos de transmissão em parceria com o GIC que passaram a ser contabilizados como equivalência patrimonial a partir do 4T23.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 320 milhões (-31% vs. 1T23). Já o EBITDA Caixa (ex-IFRS) do trimestre foi de R\$ 51 milhões (-50% vs. 1T23), impactada pela não consolidação dos ativos em parceria com o GIC.

O negócio de transmissão teve lucro de R\$ 129 milhões no 1T24 (-43% vs. 1T23).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	1T24	1T23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	3.750	3.641	109	3%
Custos Com Energia	(2.211)	(2.247)	36	(2%)
Margem Bruta s/ VNR	1.539	1.394	145	10%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	221	368	(147)	(40%)
Margem Bruta	1.760	1.762	(2)	(0%)
Despesa Operacional	(372)	(336)	(36)	11%
PECLD	(53)	(54)	1	(2%)
EBITDA	1.335	1.372	(37)	(3%)
Depreciação	(222)	(204)	(18)	9%
Resultado Financeiro	(459)	(446)	(13)	3%
IR CS	(114)	(152)	38	(25%)
LUCRO LÍQUIDO	540	570	(30)	(5%)

A Neoenergia Coelba apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 1.539 milhões no 1T24 (+10% vs. 1T23), em virtude da variação da parcela B de +2,5% em abril/23, do aumento da base de clientes (+2,1%) e de maiores volumes pela maior temperatura. A margem bruta foi de R\$ 1.760 milhões no 1T24, em linha com o 1T23, devido a um *one-off* de R\$ 105 milhões no 1T23 relativo à revisão tarifária.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 372 milhões no 1T24 (+11% vs. 1T23), em razão, principalmente, dos atendimentos emergenciais em decorrência das chuvas atípicas na sua área de concessão, que já foram normalizadas. Expurgando esse efeito, as despesas crescem 6,8% vs. 1T23.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 53 milhões, em linha com o 1T23. Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) no 1T24, ele encerrou em 1,28%, abaixo do observado no 1T23, de 1,39%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 1.335 milhões no trimestre (-3% vs. 1T23). Já o EBITDA Caixa (ex- VNR) no 1T24 foi de R\$ 1.114 milhões (+11% vs. 1T23), reflexo do maior mercado e boa performance operacional.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 459 milhões no 1T24 (vs. -R\$ 446 milhões no 1T23), em virtude do maior saldo médio da dívida.

O Lucro Líquido foi de R\$ 540 milhões no 1T24, -5% vs. 1T23.

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	2.076	2.072	4	0%
Custos Com Energia	(1.479)	(1.525)	46	(3%)
Margem Bruta s/ VNR	597	547	50	9%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	74	96	(22)	(23%)
Margem Bruta	671	643	28	4%
Despesa Operacional	(190)	(169)	(21)	12%
PECLD	(53)	(70)	17	(24%)
EBITDA	428	404	24	6%
Depreciação	(103)	(97)	(6)	6%
Resultado Financeiro	(251)	(245)	(6)	2%
IRCS	(23)	(21)	(2)	10%
LUCRO LÍQUIDO	51	41	10	24%

A Neoenergia Pernambuco apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 597 milhões no IT24 (+9% vs. IT23), impactada pelo aumento da base de clientes (+2,2%) e volumes superiores causados pela maior temperatura. A margem bruta foi de R\$ 671 milhões no IT24 (+4% vs. IT23).

As despesas operacionais no IT24 foram de R\$ 190 milhões (+12% vs. IT23), explicada por inflação, além do incremento pontual do número de cortes com reflexo positivo na PECLD.

No IT24, a PECLD totalizou R\$ 53 milhões, (-24% vs. IT23), reflexo da intensificação do plano de corte e cobrança.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 428 milhões (+6% vs. IT23). Em complemento, o EBITDA Caixa (ex-VNR) no IT24 foi de R\$ 354 milhões (+15% vs. IT23).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 251 milhões no IT24 (vs. -R\$ 245 milhões no IT23), em virtude do aumento no saldo médio da dívida.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 51 milhões no IT24 (+24% vs. IT23).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	1T24	1T23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	869	870	(1)	(0,1%)
Custos Com Energia	(530)	(578)	48	(8%)
Margem Bruta s/ VNR	339	292	47	16%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	45	92	(47)	(51%)
Margem Bruta	384	384	-	-
Despesa Operacional	(55)	(63)	8	(13%)
PECLD	(6)	(2)	(4)	200%
EBITDA	323	319	4	1%
Depreciação	(4)	(40)	(1)	2%
Resultado Financeiro	(75)	(75)	-	-
IR CS	(35)	(44)	9	(20%)
LUCRO LÍQUIDO	172	160	12	8%

A Neoenergia Cosern encerrou o 1T24 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 339 milhões (+16% vs. 1T23), impactada pela variação da parcela B de +0,25% da revisão tarifária de abril/23, aumento da base de clientes (+1,7%) e maiores volumes pela maior temperatura. A margem bruta foi de R\$ 384 milhões no 1T24, em linha com o 1T23. Vale destacar que no 1T23 o VNR foi positivamente impactado por um *one-off* de R\$ 40 milhões decorrente da revisão tarifária.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 55 milhões no 1T24 (-13% vs. 1T23), absorvendo inflação e crescimento de clientes.

A PECLD totalizou R\$ 6 milhões no 1T24 (-R\$ 4 milhões vs. 1T23). Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB), o trimestre encerrou em 0,58% em linha com limite regulatório.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 1T24 foi de R\$ 323 milhões, em linha com o 1T23. Já o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 1T24 foi de R\$ 278 milhões (+22% vs. 1T23), fruto do maior mercado e boa performance operacional.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 75 milhões no 1T24, em linha com 1T23.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 172 milhões no 1T24 (+8% vs. 1T23).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	1T24	1T23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	2.155	2.138	17	1%
Custos Com Energia	(1.396)	(1.373)	(23)	2%
Margem Bruta s/ VNR	759	765	(6)	(1%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	75	88	(13)	(15%)
Margem Bruta	834	853	(19)	(2%)
Despesa Operacional	(155)	(143)	(12)	8%
PECLD	(32)	(36)	4	(11%)
EBITDA	647	674	(27)	(4%)
Depreciação	(92)	(90)	(2)	2%
Resultado Financeiro	(162)	(157)	(5)	3%
IR CS	(120)	(144)	24	(17%)
LUCRO LÍQUIDO	273	283	(10)	(4%)

A Neoenergia Elektro apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 759 milhões no 1T24 (-1% vs. 1T23), em virtude da variação negativa de -3,9% da parcela B da revisão tarifária de agosto/23, que mitigou o aumento da base de clientes e os volumes superiores. A margem bruta foi de R\$ 834 milhões no 1T24, (-2% vs. 1T23), dado o menor VNR, em virtude do menor IPCA no 1T24.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 155 milhões no 1T24 (+8% vs. 1T23), em razão, principalmente, dos atendimentos emergenciais em decorrência das chuvas atípicas na sua área de concessão, que já estão normalizados.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 32 milhões, melhora de 11% frente ao observado no 1T23.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 647 milhões no trimestre (-4% vs. 1T23). Já o EBITDA Caixa (ex- VNR) no 1T24 foi de R\$ 572 milhões (-2% vs. 1T23). Ambas as visões impactadas por um aumento pontual de Opex por conta dos atendimentos emergenciais.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 162 milhões no 1T24 (vs. -R\$ 157 milhões no 1T23), em virtude do maior saldo médio da dívida.

O Lucro Líquido foi de R\$ 273 milhões no 1T24, -4% vs. 1T23.

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	799	813	(14)	(2%)
Custos Com Energia	(650)	(713)	63	(9%)
Margem Bruta s/ VNR	149	100	49	49%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	4	5	(1)	(20%)
Margem Bruta	153	105	48	46%
Despesa Operacional	(45)	(70)	25	(36%)
PECLD	(13)	(13)	-	-
EBITDA	95	22	73	332%
Depreciação	(43)	(38)	(5)	13%
Resultado Financeiro	(61)	(49)	(12)	24%
IR CS	1	20	(19)	(95%)
LUCRO LÍQUIDO	(8)	(45)	37	(82%)

A Neoenergia Brasília apresentou margem bruta de R\$ 153 milhões no IT24 (+46% vs. IT23), em razão de maiores volumes e do menor impacto de sobrecontratação (IT24 | R\$ 16 milhões e no IT23 | R\$ 46 milhões).

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 45 milhões no IT24 (-36% vs. IT23), explicada por ganhos de eficiência em função de primarização de mão de obra.

No trimestre, a PECLD foi de R\$ 13 milhões, em linha com o IT23.

O EBITDA foi de R\$ 95 milhões no trimestre (+332% vs. IT23) e o EBITDA caixa (ex-VNR) foi de R\$ 91 milhões (+435% vs. IT23).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 61 milhões no IT24 (vs. -R\$ 49 milhões no IT23), em virtude do aumento nos encargos de dívida devido ao maior saldo médio.

Como resultado das variações acima, a Neoenergia Brasília registrou prejuízo de R\$ 8 milhões no IT24, vs. R\$ 45 milhões no IT23.

2.3. Geração e Clientes

O resultado do negócio de Geração e Clientes contempla o desempenho dos parques eólicos, parques solares, usinas hidrelétricas, usina térmica e comercializadora do Grupo Neoenergia.

DRE GERAÇÃO E CLIENTES (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	1.217	1.238	(21)	(2%)
Custos Com Energia	(671)	(706)	35	(5%)
MARGEM BRUTA	546	532	14	3%
Despesa Operacional	(122)	(112)	(10)	9%
(+) Equivalência Patrimonial/ Operações Corporativas	4	6	(2)	(33%)
EBITDA	428	426	2	0%
Depreciação	(122)	(96)	(26)	27%
Resultado Financeiro	(64)	(83)	19	(23%)
IR/CS	(62)	(59)	(3)	5%
LUCRO LÍQUIDO	180	188	(8)	(4%)

DRE HIDROS (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	213	161	52	32%
Custos Com Energia	(38)	(27)	(11)	41%
MARGEM BRUTA	175	134	41	31%
Despesa Operacional	(33)	(28)	(5)	18%
(+) Equivalência Patrimonial/ Operações Corporativas	4	6	(2)	(33%)
EBITDA	146	112	34	30%
Depreciação	(27)	(19)	(8)	42%
Resultado Financeiro	(7)	(17)	10	(59%)
IR/CS	(25)	(19)	(6)	32%
LUCRO LÍQUIDO	87	57	30	53%

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	239	286	(47)	(16%)
Custos Com Energia	(78)	(85)	7	(8%)
MARGEM BRUTA	161	201	(40)	(20%)
Despesa Operacional	(50)	(50)	-	-
EBITDA	111	151	(40)	(26%)
Depreciação	(73)	(62)	(11)	18%
Resultado Financeiro	(56)	(57)	1	(2%)
IR/CS	(17)	(19)	2	(11%)
LUCRO LÍQUIDO	(35)	13	(48)	N/A

DRE SOLAR (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	14	14	-	-
Custos Com Energia	(2)	(4)	2	(50%)
MARGEM BRUTA	12	10	2	20%
Despesa Operacional	(1)	-	(1)	-
EBITDA	11	10	1	10%
Depreciação	(4)	(4)	-	-
Resultado Financeiro	-	(1)	1	(100%)
IR/CS	(1)	-	(1)	-
LUCRO LÍQUIDO	6	5	1	20%

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	414	406	8	2%
Custos Com Energia	(241)	(240)	(1)	0%
Margem Bruta	173	166	7	4%
Despesa Operacional	(20)	(21)	1	(5%)
EBITDA	153	145	8	6%
Depreciação	(17)	(11)	(6)	55%
Resultado Financeiro	(2)	(8)	6	(75%)
IR CS	(17)	(19)	2	(11%)
LUCRO LÍQUIDO	117	107	10	9%

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	IT24	IT23	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	337	367	(30)	(8%)
Custos Com Energia	(312)	(347)	35	(10%)
Margem Bruta	25	20	5	25%
Despesa Operacional	(19)	(13)	(6)	46%
EBITDA	6	7	(1)	(14%)
Depreciação	(1)	-	(1)	-
Resultado Financeiro	1	-	1	-
IR CS	(2)	(2)	-	-
LUCRO LÍQUIDO	4	5	(1)	(20%)

O negócio de Geração e Clientes apresentou margem bruta de R\$ 546 milhões no IT24 (+3% vs. IT23), impactada positivamente por: (i) consolidação de Dardanelos a partir de setembro de 2023, (ii) melhor resultado de Termopernambuco em razão do reajuste dos contratos, (iii) melhor desempenho em Solar em razão da entrada completa em operação e, (iv) maior margem da comercializadora. Estes efeitos foram suavizados pela redução da margem em Eólicas, devido à menor geração.

As despesas operacionais somaram R\$ 122 milhões no IT24 (+9% vs. IT23), em decorrência, principalmente, da consolidação de Dardanelos.

Como resultado dessas variações, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 428 milhões, em linha com o IT23.

Já o lucro líquido foi de R\$ 180 milhões no 1T24 (-4% vs. 1T23), impactado por maior depreciação, em função da consolidação de Dardanelos e dos novos parques em operação (Complexo Eólico Oitis e Complexo Solar Luzia).

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)	1T24	1T23	Variação	
			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.127	1.215	(88)	(7%)
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(19)	(19)	-	-
Despesas financeiras (C)	(1.307)	(1.394)	87	(6%)
Receitas financeiras (D)	295	344	(49)	(14%)
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(281)	(222)	(59)	27%
Imposto de renda e contribuição social (F)	(384)	(505)	121	(24%)
Depreciação e Amortização (G)	(684)	(609)	(75)	12%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3.507	3.620	(113)	(3%)
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	418	649	(231)	(36%)
IFRS 15 (I)	269	362	(93)	(26%)
EBITDA Ajustado = (EBITDA -(H+I))	2.820	2.609	211	8%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	1T24	1T23	Variação	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	209	203	6	3%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.393)	(1.442)	49	(3%)
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(109)	(33)	(76)	230%
Juros, comissões e acréscimo moratório	87	82	5	6%
Variações monetárias e cambiais - outros	(3)	81	(84)	(104%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(38)	(47)	9	(19%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(45)	38	(83)	(218%)
Obrigações pós emprego	(24)	(23)	(1)	4%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(86)	(164)	78	(48%)
Total	(1.293)	(1.272)	(21)	2%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.293 milhões no IT24, em linha com o IT23, o aumento de 10% no saldo médio da dívida em relação ao ano anterior, para captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão, além das Distribuidoras foi compensado pelo impacto positivo da redução do CDI e IPCA.

5. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o IT24 em R\$ 1,9 bilhão, conforme abaixo:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	IT24	IT23	Δ %
Redes	1.845	1.978	(7%)
Distribuidoras	1.117	1.241	(10%)
Transmissoras	728	737	(1%)
Geração e Clientes	16	144	(89%)
Outros	(3)	7	(141%)
TOTAL	1.858	2.129	(13%)

Nota: Não consideram as atualizações financeiras e provisões capitalizadas

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

No IT24, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 1,1 bilhão, dos quais R\$ 734 milhões foram destinados à expansão de redes. Segue abaixo tabela com a abertura do Capex por distribuidora.

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$MM)						CONSOLIDADO	
	IT24					IT24	2024
Expansão de Rede	(410)	(123)	(51)	(139)	(11)	(734)	64%
Programa Luz para Todos	(81)	-	-	-	-	(81)	
Novas Ligações	(212)	(84)	(35)	(101)	(5)	(436)	
Novas SE's e RD's	(117)	(39)	(16)	(38)	(7)	(216)	
Compromisso ECV	-	(0)	-	-	-	(0)	
Renovação de Ativos	(94)	(58)	(19)	(51)	(11)	(233)	21%
Melhoria da Rede	(23)	(14)	(9)	(17)	(5)	(67)	6%
Perdas e Inadimplência	(15)	(16)	(3)	(4)	(4)	(41)	4%
Outros	(29)	(7)	(4)	(18)	(7)	(66)	6%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(29)	(13)	(0)	(2)	(12)	(56)	
(=) Investimento Bruto	(599)	(230)	(86)	(230)	(51)	(1.196)	
SUBVENÇÕES	8	3	1	6	5	23	
(=) Investimento Líquido	(590)	(227)	(86)	(225)	(45)	(1.173)	
Movimentação Material (Estoque x Obra)	29	13	0	2	12	56	
(=) CAPEX	(562)	(214)	(85)	(223)	(33)	(1.117)	
Base de Anuidade Regulatória	(29)	(7)	(4)	(18)	(7)	(66)	6%
Base de Remuneração Regulatória	(541)	(211)	(81)	(210)	(31)	(1.075)	94%

5.1.2. Transmissão

No IT24, o Capex das transmissoras foi de R\$ 728 milhões, em linha com o realizado no IT23, integralmente dedicado à construção das linhas e subestações dos lotes adquiridos nos leilões.

5.2. Geração e Clientes

5.2.1. Parques Eólicos

Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R\$ 9 milhões no IT24 destinados para manutenção dos parques. Destacamos que no IT23 o Capex foi essencialmente referente à construção do Complexo Oitis.

5.2.2. Parques Solares

A obra nos parques Luzia foi finalizada em março de 2023.

5.2.3. Usinas Hidrelétricas

Investimentos de R\$ 3,9 milhões no IT24, frente ao valor de R\$ 6,3 milhões no IT23.

5.2.4. Usina Térmica

A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 1,5 milhões no IT24, R\$ 3,9 milhões abaixo do realizado no IT23, de acordo com seu cronograma de manutenções.

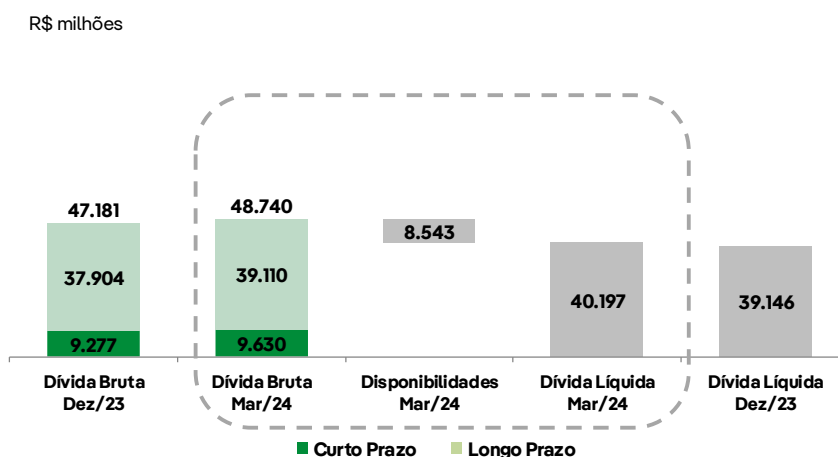
5.2.5. Clientes

A Comercializadora e a Neoenergia Serviços realizaram investimentos de R\$ 2,4 milhões no IT24, R\$ 1,6 milhões acima do IT23, devido ao incremento do plano comercial.

6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em março de 2024, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 40.197 milhões (dívida bruta de R\$ 48.740 milhões), apresentando um crescimento de 2,7% (R\$ 1.051 milhões) em relação a dezembro de 2023, explicado principalmente pela execução de CAPEX dos projetos de redes. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 80% da dívida contabilizada no longo prazo e 20% no curto prazo.



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,17x em dezembro de 2023 para 3,28x em março de 2024.



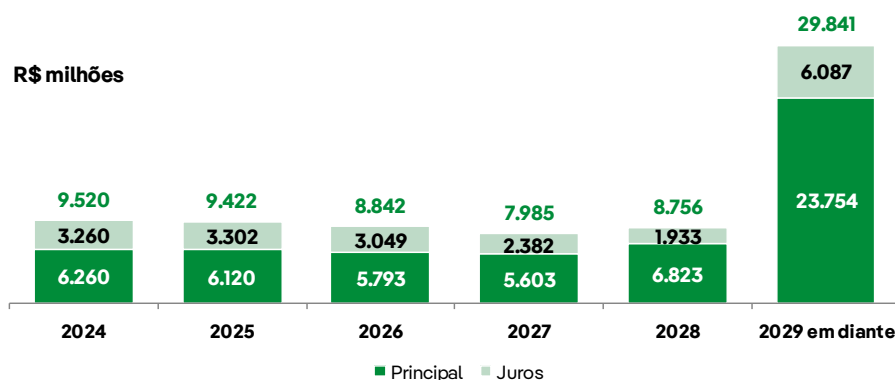
6.2. Cronograma de amortização das dívidas

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.

Os montantes vincendos nos próximos anos não apresentam concentração em nenhum período específico, estando consistentes com volumes vencidos nos últimos exercícios.

Em 2024, as maiores amortizações são referentes a Neoenergia Coelba no valor estimado de R\$ 1.802 milhões, da Neoenergia Pernambuco no montante estimado de R\$ 946 milhões, da Neoenergia Morro do Chapéu no montante de R\$ 783 milhões e da Neoenergia Elektro no valor estimado de R\$ 575 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras e transmissoras equivale a 66% do volume consolidado a amortizar neste período.

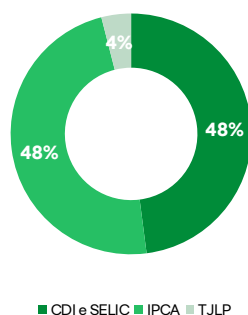
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em março de 2024 foi de 5,71 anos (vs. 5,20 anos em dezembro de 2023). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final do IT24.



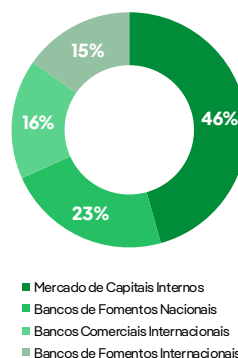
6.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidado em março de 2024 foi de 11,4% (vs. 11,8% em dezembro de 2023), explicado pela redução da Selic e do IPCA.

DÍVIDA LÍQUIDA POR INDEXADOR (pós swap)



DÍVIDA POR FUNDING



No IT24 captamos um total de R\$ 2.618 milhões. Destacamos as seguintes linhas de desembolso de dívida:

- i. Desembolso do restante da 17ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Coelba, no valor de R\$ 610 milhões e prazo de 10 anos;
- ii. Liberação de financiamento junto ao BNDES para Neoenergia Morro do Chapéu no valor de R\$ 500 milhões com prazo de 24 anos;

- iii. Desembolso da 14ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Pernambuco, no total de R\$ 500 milhões com prazo de 5 anos;
- iv. Desembolso do restante da 13ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Pernambuco, no valor de R\$ 436 milhões e prazo de 10 anos;
- v. Liberação da 12ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Elektro, no total de R\$ 200 milhões com prazo de 5 anos;
- vi. Desembolso da 6ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Brasília, no total de R\$ 200 milhões com prazo de 5 anos;
- vii. Liberação da 6ª Emissão de Debêntures da Itapebi, no total de R\$ 150 milhões com prazo de 5 anos;
- viii. Liberação de financiamento junto ao BNDES para Neoenergia Itabapoana (R\$ 22 milhões) com prazo de 24 anos.

7. RATING

Em 27 de março de 2024, 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.

8. MERCADO DE CAPITAIS

Em 28 de março de 2024, o valor de mercado da Companhia era de R\$24,70 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$20,35. No ano de 2024, as ações apresentaram desvalorização de 3,0%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



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

Mercado de capitais	IPO	1T24
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	20,35
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	24.701

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:

- Meio ambiente e mudança climática.

- Compromisso social.
- Normas e políticas de governança corporativa.

A estratégia e o modelo de negócio da Neoenergia foram desenhados antecipando o papel que o setor elétrico desempenha no combate às mudanças climáticas e na criação de oportunidades de desenvolvimento econômico e socioambiental. 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.

Como parte dessa evolução, a empresa possui 30 metas ESG com compromissos firmados para os anos 2025 e 2030, que são acompanhadas e divulgadas trimestralmente. Com isso, a companhia ratifica o seu empenho em dar transparência a objetivos relevantes e mensuráveis, que representam os aspectos prioritários na sua contribuição para o desenvolvimento sustentável. Na tabela abaixo, são apresentados os resultados alcançados no 1T24:

Metas ESG	Parâmetros	1T24	2025	2030	
E	Emissões	Emissões de gCO ₂ /kWh na geração (escopo 1)	7,2	36	20
	Digitalização de redes	% redes de Alta Tensão e Média Tensão digitalizadas	77,5%	83%	90%
	Eletrificacão da frota	% de veículos leves próprios eletrificados na frota Neoenergia	9,7%	13%	50%
	Frota de veículos leves sustentável	% sobre a frota total de veículos leves (flex, híbrido ou elétrico)	99,6%	99%	100%
	Capacidade instalada de água de reuso	Milhões de litros	7,3	7,5	10
	Avaliação de Biodiversidade	% ativos com avaliação de biodiversidade e plano de impacto positivo	0%	20%	100%
S	Mulheres em posições relevantes	% de mulheres nas posições de Diretoria e Superintendência	31,1%	31%	35%
	Mulheres em postos de liderança	% de mulheres em postos de liderança nas posições de Diretoria, Superintendência e Gerência	30,7%	33%	40%
	Mulheres formadas eletricistas	% de mulheres formadas nas escolas de eletricistas	35,1%	30%	35%
	Mulheres em postos de eletricista	% de mulheres em postos de eletricistas	8,4%	9%	12%
	Diversidade racial	% de pretos e pardos nas posições de Diretoria, Superintendência, Gerência e Supervisão	29,8%	35%	40%
	Voluntariado corporativo	Nº de voluntários (colaboradores e acompanhantes)	256	3.700	4.700
	Segurança (ISO 45001)	% colaboradores próprios lotados em sites certificados pela ISO 45001	50,8%	50%	60%
	Segurança	Número de acidentes de trabalho com e sem afastamento (equipe própria)	0,3	<0,43	<0,39
	Formação	Média de horas para formação de colaboradores e de profissionais das comunidades onde atuamos	68,1	67	70
	Cientes digitais	% de transações digitais / (Transações humanas + Transações digitais)	93,9%	95,1%	95,1%
G	Inclusão e diversidade para atendimento ao cliente	Número de soluções implementadas	14	22	ND
	Beneficiários do Instituto Neoenergia	Beneficiários anuais dos programas (mil)	83	280	412
	Qualidade de fornecimento	Duração Equivalente das Interrupções por unidade consumidora	9,79	9,29	8,44
	Compras de fornecedores locais	% do volume faturado de compras com fornecedores locais	98,9%	>90%	>90%
	Compras de fornecedores sustentáveis	% de fornecedores relevantes classificados como sustentáveis	92%	>80%	>85%
	Procedimento de Due Diligence de Direitos Humanos	Revisão contínua	✓	✓	✓
	Processo formal de engajamento das Partes Interessadas	Ampliar o engajamento das partes interessadas por meio de mecanismos e canais diversos	✓	✓	✓
	Avaliações de cibersegurança	Número de avaliações anuais ou verificações externas	131	316	316
	Treinamentos em cibersegurança	Número de horas anuais de treinamento em cibersegurança e proteção das informações	1.235	11.500	13.100
	Remuneração variável ESG	% da remuneração variável para incentivo de longo prazo atrelada a ESG	30%	30%	33%
F	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)	63%	>60%	>75%

A Neoenergia segue comprometida com os ODS desde sua definição, concentrando seus esforços nos ODS 07 (fornecimento de energia limpa e acessível) e 13 (ação global contra as mudanças climáticas) e é signatária dos dez princípios do Pacto Global, desde 2007, com uma atuação baseada no respeito a 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 em importantes índices e ratings de sustentabilidade e governança. A companhia integra a carteira do FTSE4 Good Index Series e dos Índices de Sustentabilidade Empresarial (ISE e IDiversa), da B3. Também faz parte do The Sustainability Yearbook, da S&P e é destaque no CDP, com score A- em Mudanças Climáticas e B em Segurança Hídrica.

10. OUTROS TEMAS

10.1. Clientes Baixa Renda

N° de Consumidores Residenciais (milhares)	IT24						IT23					
	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Eleco	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Eleco	Neoenergia Brasília
Convencional	10.815	4.157	2.464	997	2.250	947	10.425	3.968	2.342	956	2.210	949
Baixa Renda	3.789	1.787	1.200	400	305	98	3.865	1.833	1.231	415	299	87
Total	14.604	5.944	3.664	1.397	2.554	1.045	14.289	5.801	3.573	1.371	2.509	1.036

10.2. Reajustes Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern

Em 16 de abril de 2024, a Aneel aprovou os reajustes tarifários da Neoenergia Coelba com efeito médio para o consumidor de 1,53% e da Neoenergia Cosern com efeito médio para o consumidor de 7,84%, aplicados a partir de 22 de abril de 2024.

Neoenergia Coelba

A variação da Parcela A foi de 8,23%, totalizando R\$ 8.538,1 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 26,11% nos encargos setoriais e 9,73% nos custos com Transmissão de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 253,27/MWh. Já a variação da Parcela B foi de -4,82% (R\$ 5.513 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de -4,26%, deduzida do Fator X, de 0,57%.

Neoenergia Cosern

A variação da Parcela A foi de 7,96%, totalizando R\$ 2.167,8 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 28,5% dos encargos setoriais e 15,6% nos custos com Transmissão de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 268,51/MWh. Já a variação da Parcela B foi de -5,63%, (R\$ 1.182,7 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de -4,26%, deduzida do Fator X, de 1,37%.

11. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia apresenta os resultados do IT24 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)	IT24	IT23	Correspondência nas Notas Explicativas
(+) Receita líquida	11.624	11.926	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(418)	(649)	Nota 6
(-) Outras receitas	(213)	(199)	Nota 6
(+) Ganho/perda na RAP	(16)	(15)	Nota 6.3
(+) Receita de operação e manutenção	41	38	Nota 6.3
(+) Operações fotovoltaicas	0	2	Nota 6.3
(+) Outras receitas - Outras receitas	2	4	Nota 6.3
= RECEITA Operacional Líquida	11.020	11.107	
(+) Custos com energia elétrica	(4.780)	(4.765)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(124)	(119)	Nota 9
(+) Custos de construção	(1.875)	(2.107)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(2)	(5)	Nota 9
= Custo com Energia	(6.781)	(6.996)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	418	649	Nota 6
= MARGEM BRUTA	4.657	4.760	
(+) Custos de operação	(1.409)	(1.229)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(75)	(79)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(545)	(565)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	124	119	Nota 9
(-) Operações fotovoltaicas	2	5	Nota 9
(-) Depreciação	684	609	Nota 9
(+) Outras receitas	213	199	Nota 6
(-) Ganho/perda na RAP	16	15	Nota 6.3
(-) Receita de operação e manutenção	(41)	(38)	Nota 6.3
(-) Operações fotovoltaicas	0	(2)	Nota 6.3
(-) Outras receitas - Outras receitas	(2)	(4)	Nota 6.3
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.033)	(970)	
(+) PECLD	(158)	(176)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial / Ajuste valor justo - investimento	41	6	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.507	3.620	
(+) Depreciação e Amortização	(684)	(609)	Nota 9
(+) Resultado Financeiro	(1.293)	(1.272)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(384)	(505)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(19)	(19)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.127	1.215	

ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio

(data base 31/03/2024):

DRE (R\$ MM)	REDES				GERAÇÃO E CLIENTES				OUTROS			
	IT24	IT23	Variação		IT24	IT23	Variação		IT24	IT23	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	4.116	4.238	(122)	-3%	546	532	14	3%	(5)	(10)	5	-50%
(-) Despesas Operacionais	(844)	(808)	(36)	4%	(122)	(112)	(10)	9%	(67)	(50)	(17)	34%
(-) PECLD	(158)	(176)	18	-10%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas	37	-	37	-	4	6	(2)	-33%	-	-	-	-
EBITDA	3.151	3.254	(103)	-3%	428	426	2	0%	(72)	(60)	(12)	20%
Depreciação	(502)	(471)	(31)	7%	(122)	(96)	(26)	27%	(60)	(42)	(18)	43%
Resultado Financeiro	(1.162)	(1.102)	(60)	5%	(64)	(83)	19	-23%	(67)	(87)	20	-23%
IR/CS	(327)	(446)	119	-27%	(62)	(59)	(3)	5%	5	-	5	-
Eliminações (Part. Minoritária)			-	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	0%
LUCRO LÍQUIDO	1.160	1.235	(75)	-6%	180	188	(8)	-4%	(213)	(208)	(5)	2%

ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio

(data base 31/03/2024):

BALANÇO PATRIMONIAL - R\$ Milhões	Redes			Geração e Clientes				Outros	Consolidado	
	Distribuição	Transmissão	Total Redes	Geração eólica	Geração hidráulica	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total Geração e Clientes		Total
ATIVO CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	4.497	417	4.914	1.102	647	600	126	2.475	544	7.933
Contas a receber de clientes e outros	9.237	30	9.267	101	73	-	124	298	-	9.565
Títulos e valores mobiliários	58	-	58	-	-	-	-	-	-	58
Instrumentos financeiros derivativos	387	-	387	-	24	-	3	27	-	414
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	334	-	334	-	-	-	-	-	-	334
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	855	855	-	-	-	-	-	-	855
Ativos não circulante mantido para a venda	-	1.014	1.014	-	-	-	-	-	-	1.014
Outros ativos circulantes	2.186	917	3.103	19	28	31	23	101	231	3.435
TOTAL DO CIRCULANTE	16.699	3.233	19.932	1.222	772	631	276	2.901	775	23.608
NÃO CIRCULANTE										
Contas a receber de clientes e outros	334	-	334	-	-	-	16	16	-	350
Títulos e valores mobiliários	84	11	95	328	15	-	2	345	112	552
Instrumentos financeiros derivativos	278	2	280	-	-	-	4	4	19	303
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	29.079	-	29.079	-	-	-	-	-	-	29.079
Concessão do serviço público (ativo contratual)	4.443	9.303	13.746	-	-	-	-	-	-	13.746
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	-	1.115	1.115	-	859	-	-	859	-	1.974
Direito de uso	120	3	123	38	-	8	2	48	-	171
Imobilizado	1	18	19	7.660	3.724	934	13	12.331	36	12.386
Intangível	11.254	9	11.263	98	2.135	3	22	2.258	5	13.526
Outros ativos não circulantes	5.142	709	5.851	114	75	91	76	356	66	6.273
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	50.735	11.170	61.905	8.238	6.808	1.036	135	16.217	238	78.360
ATIVO TOTAL	67.434	14.403	81.837	9.460	7.580	1.667	411	19.118	1.013	101.968
PASSIVO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	3.103	310	3.413	232	30	94	47	403	190	4.006
Empréstimos e financiamentos	6.533	1.895	8.428	231	208	529	18	986	249	9.663
Instrumentos financeiros derivativos	164	54	218	-	-	-	2	2	161	381
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	813	-	813	-	-	-	-	-	-	813
Outros passivos circulantes	4.977	1.051	6.028	216	223	(195)	117	361	(54)	6.335
TOTAL DO CIRCULANTE	15.590	3.310	18.900	679	461	428	184	1.752	546	21.198
NÃO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	185	-	185	-	-	-	-	-	-	185
Empréstimos e financiamentos	27.107	2.806	29.913	3.209	627	-	64	3.900	4.405	38.218
Instrumentos financeiros derivativos	610	-	610	-	-	-	-	-	585	1.195
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	837	-	837	-	-	-	-	-	-	837
Outros passivos não circulantes	5.949	1.701	7.650	417	991	34	49	1.491	13	9.154
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	34.688	4.507	39.195	3.626	1.618	34	113	5.391	5.003	49.589
TOTAL DO PASSIVO	50.278	7.817	58.095	4.305	2.079	462	297	7.143	5.549	70.787
PATRIMÔNIO LÍQUIDO										
Atribuído aos acionistas controladores	16.955	6.560	23.515	5.155	5.501	1.205	114	11.975	(4.536)	30.954
Atribuído aos acionistas não controladores	201	26	227	-	-	-	-	-	-	227
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	17.156	6.586	23.742	5.155	5.501	1.205	114	11.975	(4.536)	31.181
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	67.434	14.403	81.837	9.460	7.580	1.667	411	19.118	1.013	101.968
DÍVIDA										
Dívida Bruta										
Ativo										
CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	4.497	417	4.914	1.102	647	600	126	2.475	544	7.933
Títulos e valores mobiliários	58	-	58	-	-	-	-	-	-	58
Instrumentos financeiros derivativos	387	-	387	-	24	-	3	27	-	414
NÃO CIRCULANTE										
Títulos e valores mobiliários	84	11	95	328	15	-	2	345	112	552
Instrumentos financeiros derivativos	278	2	280	-	-	-	4	4	19	303
PASSIVO										
CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	6.533	1.895	8.428	231	208	529	18	986	249	9.663
Instrumentos financeiros derivativos	164	54	218	-	-	-	2	2	161	381
NÃO CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	27.107	2.806	29.913	3.209	627	-	64	3.900	4.405	38.218
Instrumentos financeiros derivativos	610	-	610	-	-	-	-	-	585	1.195
Dívida Bruta Total	33.749	4.753	38.502	3.440	811	529	77	4.857	5.381	48.740
Dívida Líquida Total	29.110	4.325	33.435	2.010	149	(71)	(51)	2.037	4.725	40.197

ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 31/03/2024):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	IT24	IT23
Lucro Líquido do Período/Exercício	1.146	1.234
Ajustado por:		
Depreciação e amortização	698	618
Baixa de ativos não circulantes	41	36
Amortização de mais-valia	-	-
Equivalência Patrimonial	(4)	(18)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - <i>Impairment</i>	(37)	12
Tributos sobre o lucro	384	505
Resultado financeiro, líquido	1.293	1.272
Valor de reposição estimado da concessão	(418)	(649)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	(176)	(431)
Concessão do serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(875)	(1.128)
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e contratos de convênio	(551)	(446)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(49)	(77)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	238	(109)
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	143	53
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(102)	(10)
Outros ativos e passivos, líquidos	(469)	(103)
Caixa gerado (consumido) nas operações	1.262	759
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	63	-
Encargos de dívidas pagos	(451)	(462)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(502)	(278)
Rendimento de aplicação financeira	209	203
Pagamento de juros – Arrendamentos	(6)	(5)
Tributos sobre o lucro pagos	(43)	(151)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	532	66
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição de imobilizado e intangível	(18)	(146)
Aumento de capital em investidas	(29)	-
Redução de capital em investidas	27	-
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(1.159)	(1.398)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(103)	(112)
Resgate de títulos e valores mobiliários	96	82
Reclassificação do caixa dos ativos não circulantes mantidos para venda	-	(251)
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(1.186)	(1.825)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	2.599	1.579
Pagamento dos custos de captação	(25)	(15)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(1.455)	(956)
Depósitos em garantias	(3)	(18)
Obrigações vinculadas as concessões	37	41
Pagamento de principal – Arrendamentos	(14)	(11)
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	-	(7)
Remuneração paga aos acionistas não controladores	-	(2)
Caixa gerado nas atividades de financiamentos	1.139	611
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	485	(1.148)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	7.448	6.802
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	7.933	5.654



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)