

DESTAQUES (R\$ MM) 4T22	4T22	4T21	Δ %	2022	2021	Δ %
Receita Operacional Líquida	10.921	11.388	(4%)	40.822	41.120	(1%)
Margem Bruta	4.257	4.011	6%	16.201	14.146	15%
Despesas Operacionais	(1.118)	(1.013)	10%	(3.932)	(3.526)	12%
EBITDA	2.835	2.411	18%	11.582	9.856	18%
Resultado Financeiro	(947)	(909)	4%	(3.800)	(2.283)	66%
Lucro Atribuído aos Controladores	936	635	47%	4.718	3.925	20%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	429	424	1%	1.339	1.579	(15%)
IFRS 15	122	335	(64%)	760	1.209	(37%)
GSF	-	-	-	-	222	(100%)
Troca de ativos / Aj. Belo Monte	(201)	(482)	(58%)	(201)	(482)	(58%)
EBITDA Caixa	2.485	2.134	16%	9.684	7.328	32%



INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Distribuída (GWh) (1)	16.967	17.207	(1,4%)	66.777	67.322	(0,8%)
Energia Injetada (GWh) (1)	19.350	19.710	(1,8%)	76.107	77.042	(1,2%)
Número de Clientes (mil) (1)	16.037	15.742	2%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2022	2021	Variação
Dívida Líquida(2)/EBITDA(3)	3,15	3,12	0,03
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

(1) Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/21, período anterior à sua incorporação

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

(3) EBITDA 12 meses

EBITDA Ajustado (Caixa) cresce 32% atingindo R\$ 9,7 bilhões em 2022, com incremento de 16% no trimestre.

- Lucro de R\$ 936 milhões no 4T22 (+47% vs. 4T21) e de R\$ 4,7 bilhões em 2022 (+20% vs. 2021);
- Capex de R\$ 9,9 bilhões em 2022 (+6% vs. 2021), principalmente, pela expansão e melhoria de redes nas Distribuidoras e novos projetos eólicos, solar e de transmissão;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,15x no 4T22 (3,12x no 4T21);
- Perdas seguem a trajetória de queda. Neoenergia Brasília se enquadrou no limite regulatório com 2 anos de antecedência frente ao plano de negócios. Neoenergia Elektro e Cosern seguem enquadradas, enquanto Neoenergia Coelba e Pernambuco seguem em busca dos patamares regulatórios;
- Enquadramento da Neoenergia Brasília nos indicadores de qualidade DEC e FEC em 2022, 1 ano à frente do plano de negócios;
- Sucesso na conclusão do processo da OPA da Neoenergia Pernambuco, com a realização da AGE, atingindo 100% de participação acionária da Neoenergia, e Conversão de Registro para Categoria B;
- Reajuste tarifário Neoenergia Brasília com efeito médio para o consumidor, incluindo redução do ICMS, de 11,17% aplicado a partir de 3 de novembro de 2022;
- Celebração de Permuta de Ativos com Eletrobras, que resultará na consolidação de 100% da hidrelétrica de Dardanelos e aumento de participação em Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Afluente T, e no desinvestimento nas hidrelétricas de Teles Pires e Baguari.

TELECONFERÊNCIA 4T22
 Quinta-feira, 16 de fevereiro de 2023
Horário: 10:00 (BRT) | 8:00 (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/4t22.htm>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO QUARTO TRIMESTRE (4T22) E DO EXERCÍCIO DE 2022 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

MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
1. DESEMPENHO OPERACIONAL	6
1.1. Redes	6
1.2. Renováveis	16
1.3. Liberalizado	19
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	20
2.1. Consolidado	20
2.2. Redes	21
2.3. Renováveis	28
2.4. Liberalizado	30
3. EBITDA (LAJIDA)	31
4. RESULTADO FINANCEIRO	32
5. INVESTIMENTOS	32
5.1. Redes	32
5.2. Renováveis	33
5.2.1. Parques Eólicos	33
5.2.2. Parques Solares	33
5.2.3. Usinas Hidrelétricas	33
5.3. Liberalizado	34
6. ENDIVIDAMENTO	34
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	34
6.2. Cronograma de amortização das dívidas	35
6.3. Perfil Dívida	35
7. RATING	36
8. MERCADO DE CAPITAIS	36
9. ESG	37
10. OUTROS TEMAS	39
10.1. Clientes Baixa Renda	39

10.2.	Reajuste Neoenergia Brasília	39
10.3	OPA Neoenergia Pernambuco, AGE e Conversão de Registro para Categoria B	39
10.4	Permuta de Ativos com Eletrobras	40
10.5	Remuneração dos Acionistas	40
11.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	41
	ANEXO I – Ativos Renováveis em Construção	42
	ANEXO II – DREs Gerenciais por Segmentos	43
	ANEXO III – Balanço Patrimonial por Segmento	44
	ANEXO IV – Fluxo de Caixa Consolidado	45

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Com a resiliência do nosso modelo de negócios diversificado e integrado, e suportado por uma estratégia de crescimento sustentável, encerramos o ano de 2022 com um EBITDA de R\$ 11,6 bilhões, 18% acima de 2021, e alcançamos um lucro líquido de R\$ 4,7 bilhões, crescimento de 20% em relação ao ano anterior. Mantivemos nossa disciplina de custos, melhorando em cerca de 100 bps o indicador de eficiência de gastos (Opex / Margem Bruta), refletindo a expansão do nosso portfólio de negócios com ganho de rentabilidade.

Além de sólidos resultados, avançamos em duas importantes etapas de nosso plano de otimização de portfólio ainda em 2022: anunciamos a permuta de ativos com a Eletrobras, onde assumiremos 100% do controle da usina hidrelétrica de Dardanelos além das participações residuais da Eletrobras em ativos de nosso controle, em troca das nossas participações nas usinas Baguari e Teles Pires; e realizamos ainda a Oferta Pública de Ações da Neoenergia Pernambuco com a qual passamos a deter 100% das ações da distribuidora.

Ancorados em uma estratégia clara de expansão sustentável, em 2022 investimos mais de R\$ 9,9 bilhões em nossas redes de distribuição e transmissão e em energia limpa e acessível, além do desenvolvimento de soluções energéticas inteligentes.

Em distribuição, investimos R\$ 5,4 bilhões na expansão, confiabilidade e inteligência de nossas redes, com foco na experiência e aumento da satisfação de nossos 16 milhões de clientes. Dentro do projeto Conexão Digital, entregamos a plataforma de Gestão do Relacionamento (CRM), importante alavanca para a implementação dos novos produtos e serviços, além da completa integração dos canais de atendimento.

Na Neoenergia Brasília, concessionária adquirida em março de 2021, alcançamos EBITDA recorde de R\$ 350 milhões e seguimos a trajetória de melhoria nos índices operacionais: desde a aquisição, melhoramos 25% no DEC, 19% no FEC e enquadrados as perdas regulatórias. Avançamos também no plano plurianual de investimentos para a distribuidora, com foco na padronização, melhoria da qualidade do serviço e atendimento dos clientes do Distrito Federal.

No segmento de transmissão investimos R\$ 2,6 bilhões, energizamos as linhas de Jalapão (728 km) e Rio Formoso (210 km), ambas com antecipação em relação ao previsto no edital, além da entrega de trechos de outros lotes em construção, totalizando uma Receita Anual Permitida (RAP) adicional de R\$ 200 milhões. Seguimos investindo no crescimento com alta rentabilidade, arrematando os Lotes 2 e 11 do Leilão de Transmissão de junho de 2022.

Investimos também na ampliação de nosso parque renovável, antecipando a entrega do Complexo Eólico de Oitis (567 MW), entre os estados do Piauí e da Bahia, que encerrou o ano com 70% da capacidade em operação (comercial + testes). Também demos início à operação de nosso primeiro parque solar, Luzia (149 MWp), na Paraíba, que se destaca pelo pioneirismo no processo de associação com o Parque Eólico Chafariz, na Paraíba, otimizando os custos de transmissão.

Para além do desenvolvimento de nossa carteira de projetos renováveis, seguimos trabalhando em parcerias estratégicas para a viabilizar novas tecnologias, descarbonização e soluções industriais limpas. Assinamos memorandos de entendimento com empresas e governos estaduais para o desenvolvimento de projetos de hidrogênio verde e eólica offshore, e temos participado ativamente da construção da regulamentação dessas soluções energéticas no país.

A sustentabilidade é a base de nosso modelo de negócios e seguimos comprometidos com o meio ambiente e o desenvolvimento socioeconômico dos locais onde atuamos. Buscando assegurar transparência a esse

compromisso, divulgamos em julho de 2022 as 16 metas ESG da Neoenergia, tornando públicas as nossas ambições para 2025 e 2030, tais como reduzir as emissões de carbono e aumentar a diversidade em nosso quadro de colaboradores.

Com ações ESG integradas ao dia a dia de nossos negócios, tivemos importantes avanços já em 2022, como por exemplo o aumento de 30% no número de mulheres em nossos times de campo, todas formadas no projeto pioneiro de nossas escolas de eletricistas. Também buscamos direcionar recursos incentivados para soluções inovadoras e de descarbonização, como a usina solar que estamos construindo no reservatório de água de Fernando de Noronha e o Trilha Verde que amplia a mobilidade elétrica na ilha. Projetos que, com recursos de P&D e Eficiência Energética, contribuem efetivamente com a redução do déficit energético da ilha.

Essa atuação sustentável, reconhecida por nossa manutenção no Índice de Sustentabilidade (ISE) da B3 e outros índices de sustentabilidade do mercado, nos permite acesso a linhas de crédito diferenciadas, como por exemplo o contrato de financiamento entre a International Finance Corporation (IFC) e a Neoenergia Coelba: o Super Green Loan, o primeiro concedido a uma distribuidora de energia no mundo e que apresenta condições competitivas e reduz o custo da dívida com o alcance de metas ESG.

Realço ainda o comprometimento da Neoenergia com processos sólidos de governança, baseados nas diretrizes do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Fomos reconhecidos pelo segundo ano consecutivo pelo Troféu Transparência, concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac), além de figurarmos no 'The Sustainability Yearbook 2022', da S&P.

Por fim, destaco que o setor elétrico passa por momento de profundas transformações, com a perspectiva de liberalização total do mercado nos próximos anos. Nos antecipando a essa nova realidade, temos investido não apenas na qualidade do atendimento e na oferta de soluções e serviços aos nossos clientes, mas também no fortalecimento da nossa marca, com ações voltada aos nossos valores e compromissos, como a diversidade e o empoderamento feminino.

Nesse contexto, reforço o empenho de toda a Neoenergia, com nosso propósito e estratégia de longo prazo, e agradeço a todos os nossos acionistas, clientes e parceiros pela confiança!

Eduardo Capelastegui

CEO Neoenergia

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 2022 com 16 milhões de consumidores ativos. Em comparação com 2021, houve aumento de 295 mil de consumidores (+1,9%). A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos ao final de 2022 por distribuidora.

Número de Consumidores (milhares)	4T22					4T21					VARIAÇÃO							
	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSEN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSEN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSEN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA
Residencial	14.215	5.767	3.555	1.365	2.494	1.034	13.907	5.630	3.484	1.337	2.450	1.006	308	138	70	28	45	28
Industrial	37	10	5	1	20	1	40	13	5	1	20	1	(3)	(3)	0	0	(0)	(0)
Comercial	1.098	434	228	110	208	119	1.076	421	227	107	204	118	22	13	1	3	4	1
Rural	520	202	130	51	126	10	551	218	139	54	129	11	(31)	(16)	(9)	(3)	(3)	(0)
Outros	168	69	33	28	31	6	167	70	34	27	31	7	1	(1)	(0)	1	1	(0)
Total	16.037	6.482	3.950	1.555	2.879	1.171	15.742	6.352	3.888	1.526	2.833	1.143	295	130	62	29	46	28

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (ativo + livre + suprimento) foi 16.967 GWh no 4T22 (-1,4% vs. 4T21) e 66.778 GWh em 2022 (-0,8% vs. 2021).

Os valores de energia distribuída por distribuidora e por tipo de cliente são apresentados na tabela abaixo:

Energia Distribuída (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSEN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDADO		
	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%
Residencial	1.925	1.915	0,5%	1.389	1.412	(1,6%)	591	611	(3,3%)	1.235	1.293	(4,5%)	641	619	3,6%	5.780	5.850	(1,2%)
Industrial	218	236	(7,6%)	104	122	(14,8%)	46	55	(16,4%)	269	314	(14,3%)	10	15	(33,3%)	648	741	(12,6%)
Comercial	743	749	(0,6%)	520	555	(6,3%)	205	222	(7,7%)	501	543	(7,7%)	378	402	(6,0%)	2.346	2.471	(5,1%)
Rural	522	558	(6,5%)	139	183	(24,0%)	132	144	(8,3%)	209	281	(25,6%)	39	40	(2,5%)	1.040	1.206	(13,8%)
Outros	665	650	2,3%	468	478	(2,1%)	158	156	1,3%	317	323	(1,9%)	316	295	7,1%	1.925	1.901	1,3%
Total Energia Distribuída (ativo)	4.073	4.108	(0,9%)	2.620	2.750	(4,7%)	1.131	1.187	(4,7%)	2.531	2.753	(8,1%)	1.385	1.371	1,0%	11.740	12.169	(3,5%)
Mercado Livre + Suprimento	1.378	1.279	7,7%	1.030	1.058	(2,6%)	385	370	4,1%	2.109	2.018	4,5%	325	313	3,8%	5.227	5.036	3,8%
Total Energia Distribuída (ativo + livre)	5.451	5.387	1,2%	3.650	3.808	(4,1%)	1.516	1.557	(2,6%)	4.640	4.771	(2,7%)	1.710	1.684	1,5%	16.967	17.207	(1,4%)

Energia Distribuída (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDADO		
	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%
Residencial	7.536	7.614	(1,0%)	5.394	5.454	(1,1%)	2.350	2.439	(3,6%)	5.021	5.159	(2,7%)	2.448	2.458	(0,4%)	22.749	23.123	(1,6%)
Industrial	839	985	(14,8%)	445	500	(11,0%)	198	235	(15,7%)	1.125	1.222	(7,9%)	42	63	(33,3%)	2.648	3.005	(11,9%)
Comercial	2.989	2.878	3,9%	2.098	2.119	(1,0%)	821	854	(3,9%)	2.097	2.078	0,9%	1.466	1.494	(1,9%)	9.471	9.423	0,5%
Rural	2.102	2.328	(9,7%)	506	678	(25,4%)	397	476	(16,6%)	889	1.133	(21,5%)	144	152	(5,3%)	4.038	4.768	(15,3%)
Outros	2.569	2.549	0,8%	1.849	1.863	(0,8%)	608	604	0,7%	1.280	1.292	(0,9%)	1.290	1.216	6,1%	7.595	7.523	1,0%
Total Energia Distribuída (cativo)	16.035	16.355	(2,0%)	10.292	10.614	(3,0%)	4.374	4.607	(5,1%)	10.411	10.883	(4,3%)	5.390	5.382	0,1%	46.502	47.841	(2,8%)
Mercado Livre + Suprimento	5.346	4.910	8,9%	3.954	3.993	(1,0%)	1.470	1.424	3,2%	8.285	7.832	5,8%	1.220	1.322	(7,7%)	20.276	19.482	4,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	21.381	21.265	0,5%	14.246	14.607	(2,5%)	5.844	6.031	(3,1%)	18.696	18.715	(0,1%)	6.610	6.704	(1,4%)	66.778	67.323	(0,8%)

NOTA: Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/2021, período anterior à sua incorporação.

No 4T22, o consumo residencial apresentou redução em três das cinco distribuidoras, consolidando 5.780 GWh, 1,2% abaixo do registrado no 4T21 e 22.749 GWh em 2022 (-1,6% vs. 2021), influenciado, sobretudo, pelas menores temperaturas e maiores chuvas.

O consumo da classe industrial cativa reduziu 12,6% no 4T22 vs. 4T21. Entretanto, ao se incorporar ao desempenho desta classe o consumo livre, apura-se um aumento de 1,7% no 4T22 e 1,9% em 2022, explicado, principalmente, pelos setores de extração de minerais metálicos, papel e derivados, petróleo e gás natural, e de químicos.

A classe comercial cativa consolidou 2.346 GWh no 4T22, -5,1% vs 4T21 e 9.471 GWh no ano, +0,5% vs. 2021 com destaque para o crescimento de 3,9% na Neoenergia Coelba.

A classe rural apresentou redução de 13,8% vs. 4T21 e de 15,3% vs. 2021, em função do maior volume de chuvas no ano, o que gerou uma menor demanda de irrigação.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram um aumento de 1,3% no 4T22 vs. 4T21 e de 1,0% em 2022 vs. 2021, com destaque para a classe Poder Público.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada no 4T22 foi de 19.350 GWh (-1,8% vs. 4T21) e em 2022 foi de 76.107 GWh (-1,2% vs. 2021), impactada por menores temperaturas e maiores chuvas, além da geração distribuída. Importante destacar que o impacto do aumento da geração distribuída em todas as concessões será contemplado no dimensionamento do mercado nas próximas revisões tarifárias, que já se iniciam em abril de 2023 (Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern) e agosto de 2023 (Neoenergia Elektro).

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T22	4T21	4T22 x 4T21 Dif %	2022	2021	2022 x 2021 Dif %		
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	11.740	12.169	(429)	(3,5%)	46.502	47.841	(1.339)	(2,8%)
Mercado Livre + Suprimento	5.227	5.036	191	3,8%	20.276	19.482	794	4,1%
Energia Distribuída (A)	16.967	17.207	(240)	(1,4%)	66.778	67.323	(545)	(0,8%)
Energia Perdida (B)	2.302	2.461	(159)	(6,5%)	9.334	9.788	(454)	(4,6%)
Não Faturado (C)	81	42	39	92,9%	(5)	(68)	63	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	19.350	19.710	(360)	(1,8%)	76.107	77.042	(935)	(1,2%)



Mercado Cativo	4.073	4.108	(35)	(0,9%)	16.035	16.355	(320)	(2,0%)
Mercado Livre + Suprimento	1.378	1.279	100	7,7%	5.346	4.910	436	8,9%
Energia Distribuída (A)	5.451	5.387	64	1,2%	21.381	21.265	116	0,5%
Energia Perdida (B)	922	935	(12)	(1,4%)	3.666	3.845	(178)	(4,7%)
Não Faturado (C)	(58)	(73)	15	(20,5%)	32	(162)	194	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	6.315	6.248	67	1,1%	25.080	24.948	132	0,5%



Mercado Cativo	2.620	2.750	(130)	(4,7%)	10.292	10.614	(322)	(3,0%)
Mercado Livre + Suprimento	1.030	1.058	(27)	(2,6%)	3.954	3.993	(39)	(1,0%)
Energia Distribuída (A)	3.650	3.808	(158)	(4,1%)	14.246	14.607	(361)	(2,5%)
Energia Perdida (B)	680	802	(122)	(15,2%)	2.835	3.045	(210)	(6,9%)
Não Faturado (C)	122	69	53	76,8%	53	(25)	78	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.452	4.679	(227)	(4,9%)	17.135	17.628	(493)	(2,8%)



Mercado Cativo	1.131	1.187	(56)	(4,7%)	4.374	4.607	(233)	(5,1%)
Mercado Livre + Suprimento	385	370	16	4,1%	1.470	1.424	46	3,2%
Energia Distribuída (A)	1.516	1.557	(41)	(2,6%)	5.844	6.031	(187)	(3,1%)
Energia Perdida (B)	140	178	(38)	(21,3%)	546	656	(110)	(16,8%)
Não Faturado (C)	37	37	0	-	(24)	(0)	(24)	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.693	1.772	(79)	(4,5%)	6.366	6.686	(320)	(4,8%)



Mercado Cativo	2.531	2.753	(222)	(8,1%)	10.411	10.883	(472)	(4,3%)
Mercado Livre + Suprimento	2.109	2.018	91	4,5%	8.285	7.832	453	5,8%
Energia Distribuída (A)	4.640	4.771	(131)	(2,7%)	18.696	18.715	(19)	(0,1%)
Energia Perdida (B)	342	325	17	5,2%	1.399	1.301	98	7,5%
Não Faturado (C)	5	(17)	22	NA	(63)	60	(123)	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.987	5.079	(92)	(1,8%)	20.032	20.076	(44)	(0,2%)

NEOENERGIA BRASÍLIA								
Mercado Cativo	1.385	1.371	14	1,0%	5.390	5.382	8	0,1%
Mercado Livre + Suprimento	325	313	12	3,8%	1.220	1.322	(102)	(7,7%)
Energia Distribuída (A)	1.710	1.684	26	1,5%	6.610	6.704	(94)	(1,4%)
Energia Perdida (B)	218	222	(4)	(1,8%)	888	941	(53)	(5,6%)
Não Faturado (C)	(25)	26	(51)	NA	(4)	59	(63)	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.903	1.932	(29)	(1,5%)	7.494	7.704	(210)	(2,7%)

NOTA: Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/2021, período anterior à sua incorporação.

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					
	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	ANEEL 2022
 NEOENERGIA COELBA	10,63% 10,63%		10,63% 10,66%		10,61%	4,14%	4,49%	4,47%	3,90%	4,01%	14,77%	15,12%	15,09%	14,56%	14,63%	14,24%
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	8,20% 8,38%		8,53% 8,60%		8,60%	8,93%	8,73%	8,61%	8,17%	7,98%	17,13%	17,11%	17,14%	16,77%	16,58%	14,97%
 NEOENERGIA COSERN	8,39% 8,37%		8,32% 8,36%		8,28%	1,39%	1,27%	0,83%	0,23%	-0,17%	9,78%	9,63%	9,14%	8,59%	8,12%	10,72%
 NEOENERGIA ELEKTRO	5,95% 6,09%		6,02% 5,99%		5,98%	0,59%	0,34%	0,27%	0,40%	0,60%	6,55%	6,43%	6,28%	6,39%	6,57%	7,95%
 NEOENERGIA BRASÍLIA	7,48% 7,63%		7,77% 8,04%		8,22%	5,25%	5,02%	4,63%	4,14%	3,21%	12,73%	12,65%	12,40%	12,18%	11,42%	11,78%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	ANEEL 2022
 NEOENERGIA COELBA	2.652 2.640		2.657 2.666		2.662	1.033	1.115	1.116	975	1.006	3.685	3.754	3.773	3.641	3.668	3.546
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	1.446 1.470		1.496 1.493		1.474	1.574	1.531	1.511	1.418	1.367	3.020	3.002	3.007	2.911	2.842	2.509
 NEOENERGIA COSERN	561 555		546 539		527	93	84	54	15	(11)	654	639	600	553	517	701
 NEOENERGIA ELEKTRO	1.195 1.225		1.214 1.206		1.197	119	68	54	80	120	1.314	1.293	1.268	1.285	1.317	1.614
 NEOENERGIA BRASÍLIA	577 584		591 605		616	404	384	353	312	240	981	968	944	917	856	882

NOTA: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de dezembro de 2022 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2021 foram ajustados para a apuração definitiva. A tabela no 2T22, 3T22 e 4T22 normaliza o impacto da Resolução Normativa ANEEL 1000/2021.

As perdas totais seguiram com trajetória de queda nos últimos 12 meses e recuaram em três das cinco distribuidoras em comparação ao 3T22 com destaque para Neoenergia Brasília que foi enquadrada no limite regulatório 2 anos antes do previsto no plano de negócios de aquisição. A Neoenergia Coelba e Neoenergia Pernambuco seguiram em busca dos patamares regulatórios.

A partir do 2T22, as perdas foram afetadas pela Resolução Normativa ANEEL 1000/2021, que ampliou o prazo de ampla defesa, aumentando assim o prazo entre a inspeção e a emissão da fatura, o que aumenta o não faturado, afetando o indicador de perdas. Esse efeito é temporário e será carregado na visão 12 meses. Ademais não há impacto no Resultado Econômico da Companhia.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses no 4T22 de 14,75%, sem o impacto da REN 1000 foi de 14,63%, em linha com o 3T22, e segue na trajetória para atingimento do patamar regulatório de 14,24%.

Na Neoenergia Pernambuco, as perdas totais 12 meses encerraram o 4T22 em 16,86%, sem o impacto da REN 1000 foi de 16,58%, abaixo do 3T22. A Neoenergia Pernambuco também segue em busca do patamar regulatório de 14,97%.

Já as perdas totais 12 meses na Neoenergia Cosern encerraram o período em 8,19%, sem o impacto da REN 1000 foi de 8,12%, inferior ao patamar do 3T22 e seguindo desta forma, abaixo do limite regulatório de 10,72%.

A Neoenergia Elektro encerrou o 4T22 em 6,67%, sem o impacto da REN 1000 foi de 6,57%, em linha com o 3T22 e abaixo do seu patamar regulatório de 7,95%.

Por fim, e destaque do trimestre, a Neoenergia Brasília atingiu no 4T22 o objetivo de levar o nível de perdas para abaixo do seu limite regulatório de 11,78%, antecipando em 2 anos a premissa do plano de negócio, de enquadramento em 3 anos. A distribuidora registrou perdas 12 meses de 11,79%, sem o impacto da REN 1000 foi de 11,42%, o 8º trimestre consecutivo de reduções no indicador, reflexo do *turnaround* que vem sendo realizado e consequente consolidação da gestão do Grupo Neoenergia.

Em 2022 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas em Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro:

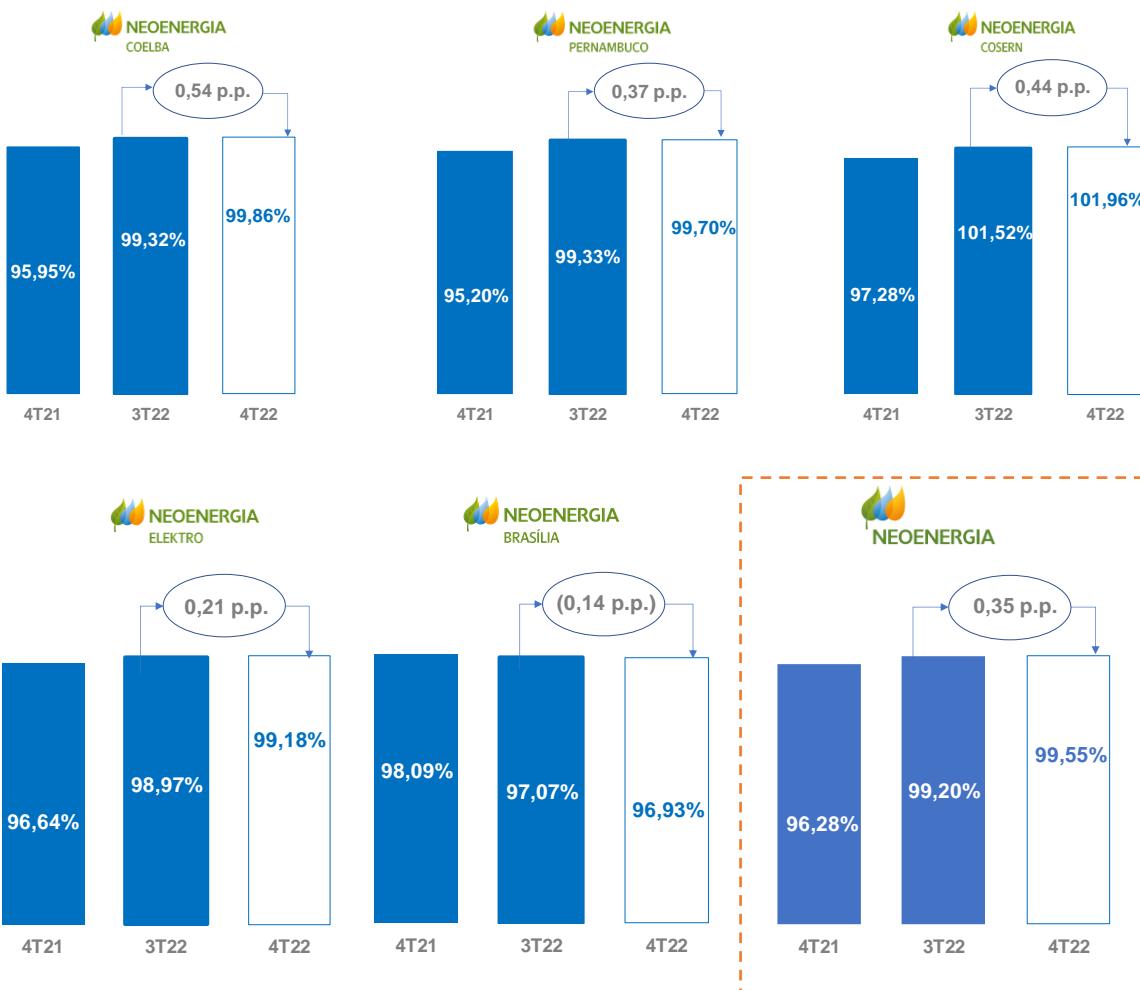
- i. Realização de mais de 460 mil inspeções, recuperando mais de 352 GWh;
- ii. Substituição de mais de 452 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- iii. Regularização de mais de 119 mil clandestinos; e
- iv. Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em mais de 903 mil pontos, recuperando mais de 65 GWh.

Na Neoenergia Brasília, vale destacar as seguintes ações em 2022:

- i. Realização de mais de 97 mil inspeções em unidades consumidoras, recuperando mais de 88 GWh;
- ii. Regularização de mais de 10 mil ligações clandestinas; e
- iii. Substituição de mais de 21 mil medidores de energia obsoletos por equipamentos mais modernos.

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.



Nota: a metodologia de cálculo do índice de arrecadação da Neoenergia Brasília sofreu ajustes para se adequar às demais distribuidoras do Grupo.

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 99,55% no 4T22 (+0,35 p.p vs. 3T22 e +3,27 p.p acima do 4T21).

PECLD/ ROB	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21 x 4T22	2022	2021	Var.	Limite Regulatório
										ROB
 NEOENERGIA COELBA	ROB	3.761	3.871	3.756	3.322	3.502	(6,90%)	14.450	13.553	6,62%
	PECLD	42	55	50	44	45	6,92%	194	165	17,20%
	Inadimplência	1,12%	1,41%	1,33%	1,33%	1,28%	0,17 p.p.	1,34%	1,22%	0,12 p.p.
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	ROB	2.603	2.555	2.367	2.021	2.223	(14,60%)	9.166	9.249	(0,90%)
	PECLD	57	58	49	51	38	(34,08%)	195	176	11,11%
	Inadimplência	2,20%	2,25%	2,06%	2,54%	1,70%	(0,50 p.p.)	2,13%	1,90%	0,23 p.p.
 NEOENERGIA COSERN	ROB	1.028	980	914	849	939	(8,69%)	3.682	3.652	0,83%
	PECLD	3	(2)	8	3	3	9,94%	12	7	62,63%
	Inadimplência	0,30%	(0,21%)	0,88%	0,30%	0,36%	0,06 p.p.	0,32%	0,20%	0,12 p.p.
 NEOENERGIA ELEKTRO	ROB	2.713	2.949	2.417	2.335	2.672	(1,51%)	10.374	9.769	6,19%
	PECLD	27	23	14	21	30	12,43%	88	87	0,34%
	Inadimplência	0,99%	0,77%	0,56%	0,91%	1,13%	0,14 p.p.	0,85%	0,89% (0,05 p.p.)	0,50%
 NEOENERGIA BRASÍLIA	ROB	1.246	1.225	1.092	942	1.122	(9,97%)	4.381	4.197	4,38%
	PECLD	(14)	(1)	2	15	9	NA	24	(36)	NA
	Inadimplência	(1,16%)	(0,10%)	0,16%	1,58%	0,76%	1,92 p.p.	0,55% (0,86%)	1,41 p.p.	0,56%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária. Dados de Neoenergia Brasília anteriores a 02/03/21 são meramente para efeito comparativo.

No 4T22 foram adotadas diversas ações de cobrança em Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, consequentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:

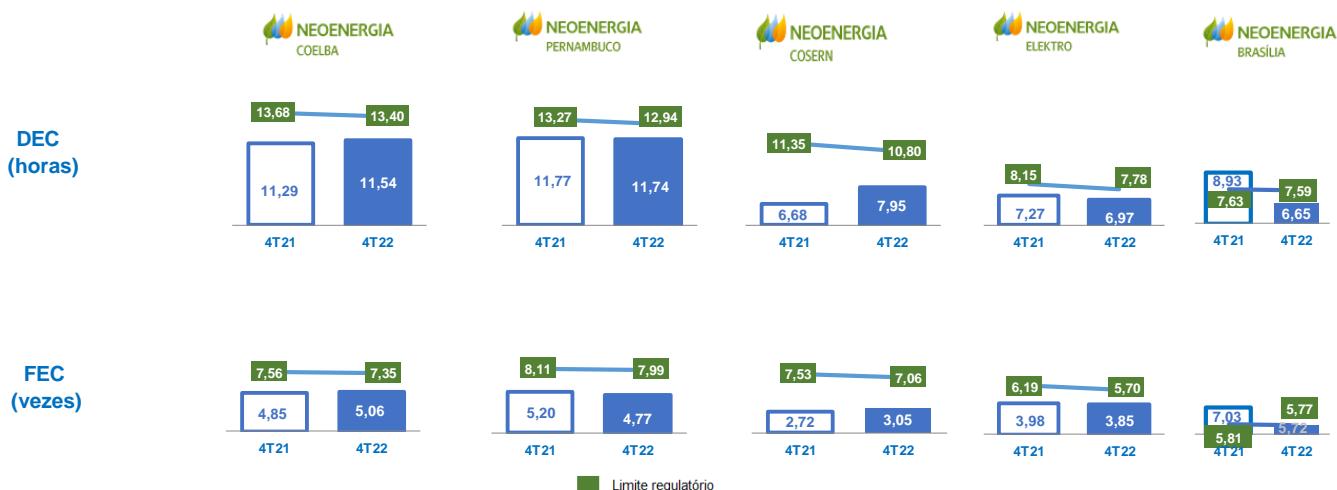
- i. Realização de 403 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georreferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência para otimizar as ações;
- ii. Acompanhamentos de 93 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação, no intuito de evitar perdas no processo com fraudes ou desligamentos;
- iii. Negativações de 3,3 milhões consumidores;
- iv. 3,6 milhões cobranças terceirizadas através das assessorias de cobrança;
- v. Cobranças telefônicas totalizando 47 milhões contatos através de SMS e URA;
- vi. Cobrança por e-mail totalizando 34 milhões açãoamentos;
- vii. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- viii. Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito e ainda, para clientes com duas ou mais faturas em aberto, o pagamento por meio do cartão de crédito;
- ix. Realização de campanha de negociação para dívidas superiores a 180 dias.

Vale destacar as ações implementadas na Neoenergia Brasília no trimestre:

- i. Realização de 31,7 mil suspensões de fornecimento realizado nos clientes comerciais e industriais;
- ii. Acompanhamentos de 12,6 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação;
- iii. Negativações de 190 mil consumidores ligados ao SPC, Serasa e Boa Vista;
- iv. Protesto de 236 títulos através dos cartórios;
- v. 864 mil cobranças terceirizada através das assessorias de cobrança;
- vi. Cobranças 4,3 milhões contatos através de SMS e URA;
- vii. 2,8 milhões de cobranças por e-mail;
- viii. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- ix. Utilização de novas tecnologias possibilitando pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito e crédito;
- x. Realização de campanha de negociação para dívidas superiores a 180 dias.

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. Todas as distribuidoras estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC. Destaque para Neoenergia Brasília que enquadrou o DEC neste trimestre e o FEC desde o 1T22. Vale lembrar que no plano de negócios da aquisição, esses indicadores tinham previsão de enquadramento para 2023. Piora pontual nos indicadores da Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern quando comparado ao mesmo período do ano anterior em função das fortes chuvas em 2022.



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 2021 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 4T22, estavam em operação nove ativos de transmissão (Afluente T, Narandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados, Jalapão e Santa Luzia).

Leilão de Dez/2019

Em janeiro de 2023 também entrou em operação a linha de Rio Formoso. Energizado em dezembro de 2022, com liberação de RAP em 2023, o lote foi entregue com 25% de saving de Capex frente ao sinalizado pela Aneel e antecipação de 14 meses do prazo regulatório, confirmando mais uma vez a capacidade de execução da Neoenergia.

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ² (R\$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%)			
								2019	2020	2021	2022
-	-	Afluente T	BA	489	3 subestações	68	1990	99,88	99,97	99,83	99,90
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹	BA	-	1 subestação	16	Jun/11	99,94	99,97	99,98	99,95
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ¹	BA	-	1 subestação	5	Set/14	100,00	100,00	99,98	99,95
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 subestação	5	Jul/15	99,94	99,97	99,98	99,95
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN/PB	190	-	32	Nov/16	99,68	99,93	99,98	99,91
	4	Dourados	MS	581	1 subestação	89	Ago/21	-	-	99,98	99,99
Leilão Abr/17	20	Atibaia	SP	-	1 subestação	18	Dez/19	-	99,99	99,90	100,00
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	18	Jul/20	-	100,00	99,92	99,97
	27	Sobral	CE	-	1 subestação	16	Jan/20	-	100,00	99,98	99,99
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 subestação	76	Nov/21	-	-	-	100,00
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	167	Jan/22	-	-	-	99,99
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	BA	210	2 subestações	22	Jan/23	-	-	-	-

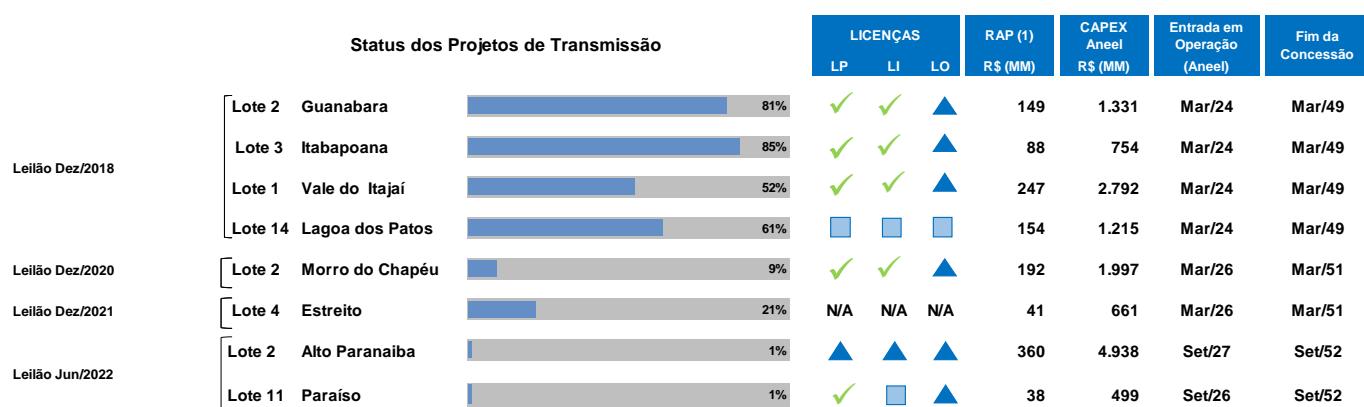
NOTA: Afluente T foi oriunda do processo de desverticalização da Neoenergia Coelba.

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

² RAP homologada (Ciclo 2022-2023). RAP Afluente T: R\$ 61,1 MM RAP Ativa e R\$6,4 MM RAP Prevista (reforços).

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



⁽¹⁾ RAP ciclo 2022/2023.

Concluído	✓
Concluído parcialmente	■
Em andamento	●
A Iniciar	▲

LP = Licença Prévias

LI = Licença de Instalação

LO = Licença de Operação

Segue o status dos projetos atualmente em construção dos lotes de transmissão:

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – Licenças emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras em andamento em todos os trechos.
- Lote 2 (Guanabara) – Licenças emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras em andamento em todos os trechos.
- Lote 3 (Itabapoana) – Licenças emitidas. Obras em andamento.
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) – LI do trecho 6 em trâmite de aprovação (LT Siderópolis 2 – Forquinhinha). Obras das LT Sta. Maria – Livramento e LT Povo Novo – Guaíba 3 em andamento com previsão de entrada em operação em 2023. Pendente a LP do trecho Capivari do Sul - Siderópolis 2 relativa a 36% da RAP do lote.

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) – Licenças emitidas para todos os trechos. Obra da Subestação de Medeiros Neto em andamento e mobilização iniciada nas obras de Linhas de Transmissão.

Leilão de Dezembro/2021:

- Emitida dispensa de licenciamento pelo órgão ambiental e obras em andamento.

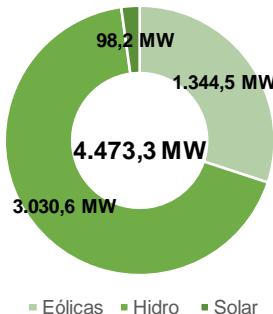
Leilão de Junho/2022:

- Lote 2 (Alto Paranaíba) – Contrato de concessão assinado em 30/09/22. Projeto executivo em andamento e 92% do Capex contratado, com hedge de moedas e commodities.
- Lote 11 (Paraíso) – Contrato de concessão assinado em 30/09/22. Projeto executivo em andamento. LP já concluída e LI ratificada pelo órgão. Em análise a retificação de ASVs (Autorização de Supressão de Vegetal). 97% do Capex contratado, com hedge de moedas e commodities.

1.2. Renováveis

Os ativos em operação e em construção totalizam 44 parques eólicos, 7 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.

Capacidade Instalada Atual



1.2.1. Parques Eólicos e Solares

A Companhia encerrou 2022 com 42 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 1.345 MW e 2 parques solares, com capacidade instalada de 98 MW.

O portfólio de ativos eólicos totalizará 1,6 GW nos próximos meses, dos quais 51% estarão 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.

Resultados em 31 de dezembro de 2022
Publicado em 15 de fevereiro de 2023



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	13,0	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,7	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,2	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,9	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,9	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,9	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,9	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,8	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,5	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,3	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,1	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,5	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,7	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	17,5	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	18,7	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	18,2	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	11,6	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	14,3	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 3 ⁽¹⁾	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,4	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 4 ⁽²⁾	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 5 ⁽³⁾	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	23,8	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 6 ⁽⁴⁾	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 ⁽⁵⁾	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

Notas: (1) Oitis 3 está parcialmente concluído, com 22MW em operação; (2) Oitis 4 está parcialmente concluído, com 11 MW em operação; (3) Oitis 5 está parcialmente concluído, com 16,5 MW em operação; (4) Oitis 6 está parcialmente concluído, com 44 MW em operação; (5) Oitis 21 está parcialmente concluído, com 38,5 MW em operação

O portfólio de ativos solares totalizará 118 MW nos próximos meses, com a conclusão do Complexo Solar Luzia.

Fotovoltaicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	58,93	17,3	29/05/2020	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	58,93	17,3	29/05/2020	29/05/2055

Nota: O Complexo Solar Luzia está parcialmente concluído, com 98 MW já em operação.

No 4T22 a energia eólica e solar gerada foi de 1.072 GWh, 41,46% acima do 4T21. No ano, a geração foi de 3.934 GWh, +70,07% acima de 2021. Destaque para a maior eolicidade no trimestre e para a entrada em operação comercial parcial no 3T22 do Complexo Eólico de Oitis e do Complexo Solar Luzia, além de geração de Chafariz. A disponibilidade no trimestre foi acima de 97%, conforme programado.

1.2.1.1. Evolução da construção dos parques eólicos e solares

Avanço Físico	LICENÇAS		
	LP	LI	LO
Complexo Oitis	✓	✓	■
Complexo Solar Luzia	✓	✓	■
Concluído	✓		
Parcialmente Concluída	■		
Em andamento	●		
A Iniciar	▲		

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

Oitis encerrou 2022 com 357,5 MW em operação (comercial e em teste). Ao todo, serão 103 turbinas, do modelo GE 158, de capacidade unitária de 5,5 MW, um dos mais modernos e eficientes do mercado global. Já foram emitidas LO's para os 12 parques do complexo, a previsão é que a entrada em operação do total do complexo, que possui capacidade instalada total de 566,5 MW, se dê nos próximos meses.

A Neoenergia anunciou em dezembro de 2020 o projeto solar Luzia, na Paraíba, que compreende 149MWp e 118MW de capacidade instalada. Toda a sua energia está destinada ao ACL, sendo que 100% já está vendida até 2026. O projeto tem alta sinergia com o Complexo Chafariz e a LT Santa Luzia. Em 31 de maio de 2022, iniciou-se a geração do parque na forma de operação em teste e no 3T22 entrou em operação comercial parte do complexo. Ao final de 2022, 145 MWp já se encontravam em operação. A entrada completa em operação comercial plena se dará nos próximos meses. Vale destacar que Luzia tem o direito de associação garantida com o Complexo Eólico Chafariz, tendo assim um custo de TUST reduzido.

1.2.2. Hidrelétricas

A Neoenergia tem participação em 7 usinas hidrelétricas (com participação direta e indireta): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, 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	209,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	49,3	07/11/2001	22/04/2040
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,0	84,7	15/08/2006	19/03/2046
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261,0	154,9	03/07/2007	28/06/2049
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,8	939,4	07/06/2011	28/01/2047
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 4T22 Termopernambuco não foi despachada. No ano, principalmente pelo não fornecimento de gás, também não houve geração. O efeito no resultado da Companhia é compensado pela compra de energia a PLD inferior ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida (1)	10.921	11.388	(467)	(4%)	40.822	41.120	(298)	(1%)
Custos Com Energia (2)	(7.093)	(7.801)	708	(9%)	(25.960)	(28.553)	2.593	(9%)
Margem Bruta s/VNR	3.828	3.587	241	7%	14.862	12.567	2.295	18%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	429	424	5	1%	1.339	1.579	(240)	(15%)
MARGEM BRUTA	4.257	4.011	246	6%	16.201	14.146	2.055	15%
Despesa Operacional	(1.118)	(1.013)	(105)	10%	(3.932)	(3.526)	(406)	12%
PECLD	(120)	(104)	(16)	15%	(505)	(350)	(155)	44%
Aj. a Valor Justo	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equivalência Patrimonial	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	2.835	2.411	424	18%	11.582	9.856	1.726	18%
Depreciação	(611)	(531)	(80)	15%	(2.243)	(1.984)	(259)	13%
Resultado Financeiro	(947)	(909)	(38)	4%	(3.800)	(2.283)	(1.517)	66%
IR/CS	(323)	(310)	(13)	4%	(752)	(1.523)	771	(51%)
Minoritário	(18)	(26)	8	(31%)	(69)	(141)	72	(51%)
LUCRO LÍQUIDO	936	635	301	47%	4.718	3.925	793	20%

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

Conforme expresso na Orientação Técnica CPC 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 4T22 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 3.828 milhões, +7% vs. 4T21, impactada pelos efeitos: (i) dos 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%); (ii) da Revisão Tarifária de 2021 de Neoenergia Brasília (+11,10%); e (iii) melhor resultado nos negócios Eólicos devido à entrada em operação do Complexo Eólico Chafariz e Oitis.

No ano, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 14.862 milhões (+18% vs. 2021), explicado pelos mesmos efeitos do trimestre, além das Revisões e Reajustes Tarifários de 2021 das distribuidoras, e da maior margem em Termopernambuco.

As despesas operacionais somaram R\$ 1.118 milhões no 4T22, +10% vs. 4T21 e R\$ 3.932 milhões em 2022 (+12% vs. 2021). Normalizando o efeito de Neoenergia Brasília em janeiro e fevereiro de 2021, a variação no ano é de +10%, e desconsiderando os novos negócios de transmissão e renováveis em 2022, reduz para +9%.

A PECLD foi de R\$ 120 milhões no trimestre, +R\$ 16 milhões vs. 4T21 e de R\$ 505 milhões em 2022, maior em R\$ 155 milhões vs. 2021. Desconsiderando os R\$ 62 milhões positivos da Neoenergia Brasília no 2T21, a variação

seria de R\$ 93 milhões no ano. Vale destacar que a Neoenergia encerrou o ano com uma arrecadação consolidada de 99,55%, o que denota o controle da adimplência.

No 4T22 foi registrado -R\$ 201 milhões de ajuste a valor justo referente as hidrelétricas de Teles Pires e Baguari, no âmbito da operação de permuta de ativos com a Eletrobrás. Cabe ressaltar que, no *closing* da operação haverá um ajuste de valor positivo referente a hidrelétrica de Dardanelos, que será contabilizado no exercício de 2023, com efeito líquido positivo para Companhia. No 4T21 vale destacar o impacto negativo de -R\$ 482 milhões referente ao ajuste a valor justo de Belo Monte, pela decisão de desinvestimento no ativo. Dessa forma, os saldos dos investimentos em Belo Monte, Teles Pires e Baguari foram transferidos para a rubrica “Ativos não circulantes mantidos para venda”.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 2.835 milhões no 4T22 e de R\$ 11.582 milhões em 2022 (+18% vs. 4T21 e 2021). Já o EBITDA Ajustado (Caixa) foi de R\$ 2.485 milhões no 4T22 (+16% vs. 4T21) e R\$ 9.684 milhões em 2022 (+32% vs. 2021).

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 947 milhões no 4T22, -R\$ 38 milhões vs. 4T21 e de -R\$ 3.800 milhões, -R\$ 1.517 milhões vs. 2022. Essa variação é explicada, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida, maior CDI, 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.

O lucro líquido encerrou o trimestre em R\$ 936 milhões (+47% vs. 4T21) e o ano em R\$ 4.718 milhões (+20% vs. 2021). Vale destacar o impacto positivo da baixa do passivo diferido, decorrente da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília, no montante de R\$ 678 milhões no 3T22.

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	10.475	11.024	(549)	(5%)	39.218	39.678	(460)	(1%)
Custos Com Energia	(7.233)	(7.991)	758	(9%)	(26.908)	(29.162)	2.254	(8%)
Margem Bruta s/VNR	3.242	3.033	209	7%	12.310	10.516	1.794	17%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	429	424	5	1%	1.339	1.579	(240)	(15%)
Margem Bruta	3.671	3.457	214	6%	13.649	12.095	1.554	13%
Despesa Operacional	(889)	(810)	(79)	10%	(3.243)	(2.854)	(389)	14%
PECLD	(119)	(103)	(16)	16%	(500)	(349)	(151)	43%
EBITDA	2.663	2.544	119	5%	9.906	8.892	1.014	11%
Depreciação	(471)	(398)	(73)	18%	(1.695)	(1.515)	(180)	12%
Resultado Financeiro	(857)	(751)	(106)	14%	(3.146)	(1.850)	(1.296)	70%
IR CS	(281)	(260)	(21)	8%	(477)	(1.303)	826	(63%)
LUCRO LÍQUIDO	1.054	1.135	(81)	(7%)	4.588	4.224	364	9%

O segmento de Redes encerrou o 4T22 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 3.242 milhões, +7% vs. 4T21, impactada pelos efeitos: (i) dos 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%); e (ii) da Revisão Tarifária de 2021 da Neoenergia Brasília (+11,10%);

No ano, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 12.310 milhões (+17% vs. 2021), explicado pelos mesmos efeitos do trimestre, além dos Reajustes Tarifários de 2021 da Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro (variação da parcela B: +29,90%, +30,63% e +32,49% respectivamente) e das Revisões Tarifárias de 2021 da Neoenergia Pernambuco (+8,99%) e Neoenergia Brasília (+11,10%).

As despesas operacionais somaram R\$ 889 milhões no 4T22, +10% vs. 4T21 e R\$ 3.243 milhões em 2022 (+14% vs. 2021). Normalizando o efeito de Neoenergia Brasília em janeiro e fevereiro de 2021 e dos novos negócios (entrada em operação dos projetos de transmissão de Santa Luzia, Jalapão, além do quarto e quinto trechos de Dourados) em 2022, a variação no ano é de +11%.

A PECLD foi de R\$ 119 milhões no trimestre, +R\$ 16 milhões vs. 4T21 e de R\$ 500 milhões em 2022, maior em R\$ 151 milhões vs. 2021. Desconsiderando os R\$ 62 milhões positivos da Neoenergia Brasília no 2T21, a variação seria de R\$ 89 milhões no ano. Vale destacar que as distribuidoras da Neoenergia encerraram o ano com uma arrecadação consolidada de 99,55%, o que denota o controle da adimplência.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 2.663 milhões no 4T22 (+5% vs. 4T21) e de R\$ 9.906 milhões em 2022 (+11% vs. 2021). Já o EBITDA Ajustado (Caixa) foi de R\$ 2.112 milhões no 4T22 (+18% vs. 4T21) e R\$ 7.807 milhões em 2022 (+28% vs. 2021).

O lucro líquido encerrou o trimestre em R\$ 1.054 milhões (-7% vs. 4T21) e o ano em R\$ 4.588 milhões (+9% vs. 2021). Vale destacar o impacto positivo da baixa do passivo diferido, decorrente da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília, no montante de R\$ 678 milhões no 3T22.

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.358	1.146	212	18%	3.895	3.562	333	9%
Custos de Construção	(1.101)	(728)	(373)	51%	(2.620)	(2.118)	(502)	24%
Margem Bruta	257	418	(161)	(39%)	1.275	1.444	(169)	(12%)
Despesa Operacional	(44)	(32)	(12)	38%	(152)	(81)	(71)	88%
Contencioso	-	7	(7)	(100%)	(1)	6	(7)	N/A
EBITDA	213	393	(180)	(46%)	1.122	1.369	(247)	(18%)
Depreciação	(3)	-	(3)	N/A	(3)	-	(3)	-
Resultado Financeiro	(90)	(108)	18	(17%)	(391)	(336)	(55)	16%
IR CS	(43)	(58)	15	(26%)	(224)	(296)	72	(24%)
LUCRO LÍQUIDO	77	227	(150)	(66%)	504	737	(233)	(32%)
IFRS15	122	335	(213)	(64%)	760	1.209	(449)	(37%)

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R\$ 257 milhões no trimestre (-39% vs. 4T21) e de R\$ 1.275 milhões no ano (-12% vs. 2021), explicada pela menor atualização da inflação da RAP realizada anualmente no modelo de cálculo do ativo contratual entre os períodos comparados.

As despesas operacionais somaram R\$ 44 milhões no 4T22, +R\$ 12 milhões acima do valor de 4T21, em decorrência da entrada em operação dos lotes do leilão de 2017. No ano, as despesas somaram R\$ 152 milhões (+R\$ 71 milhões vs. 2021), pelos mesmos motivos do trimestre e de R\$ 12 milhões de gasto pontual, relativo a estudos para o leilão de junho de 2022.

O EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 213 milhões (-46% vs. 4T21) e 2022 em R\$ 1.122 milhões (-18% vs. 2021). Já o EBITDA Caixa do trimestre foi de R\$ 91 milhões (+57% vs. 4T21) e de R\$ 362 milhões em 2022 (+126% vs. 2021), fruto das entregas dos lotes de abril e dezembro de 2017.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 77 milhões no 4T22 (-R\$ 150 milhões vs. 4T21) e de R\$ 504 milhões em 2022 (-R\$ 233 milhões vs. 2021).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	3.225	3.516	(291)	(8%)	13.212	13.367	(155)	(1%)
Custos Com Energia	(1.980)	(2.430)	450	(19%)	(8.372)	(9.313)	941	(10%)
Margem Bruta s/ VNR	1.245	1.086	159	15%	4.840	4.054	786	19%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	176	225	(49)	(22%)	610	748	(138)	(18%)
Margem Bruta	1.421	1.311	110	8%	5.450	4.802	648	13%
Despesa Operacional	(355)	(303)	(52)	17%	(1.304)	(1.170)	(134)	11%
PECLD	(44)	(38)	(6)	16%	(190)	(155)	(35)	23%
EBITDA	1.022	970	52	5%	3.956	3.477	479	14%
Depreciação	(205)	(172)	(33)	19%	(754)	(659)	(95)	14%
Resultado Financeiro	(361)	(293)	(68)	23%	(1.315)	(757)	(558)	74%
IR CS	(69)	(74)	5	(7%)	(320)	(392)	72	(18%)
LUCRO LÍQUIDO	387	431	(44)	(10%)	1.567	1.669	(102)	(6%)

A Neoenergia Coelba encerrou 4T22 com Margem Bruta de R\$ 1.421 milhões (+8% vs. 4T21) impactada pela variação da parcela B de +14,14% em abril/22. No ano, a Margem Bruta ficou em R\$ 5.450 milhões, (+13% vs. 2021), em razão também da variação da parcela B de +14,14% em abril/22 e de +29,9% em abril/21, além do aumento da base de clientes.

As despesas operacionais foram de R\$ 355 milhões no 4T22 (+17% vs. 4T21) e de R\$ 1.304 milhões em 2022 (+11% vs. 2021).

No trimestre, a PECLD foi de R\$ 44 milhões (+R\$ 6 milhões vs. 4T21) e no ano foi de R\$ 190 milhões (+R\$ 35 milhões vs. 2021). Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) no 4T22, ele encerrou em 1,28%, abaixo do patamar do 3T22 de 1,33% e do limite regulatório de 1,62%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 1.022 milhões no 4T22 (+5% vs. 4T21) e de R\$ 3.956 milhões em 2022 (+14% vs. 2021). O EBITDA Caixa (ex-VNR) no 4T22 foi de R\$ 846 milhões, +14% vs. 4T21 e no ano foi de R\$ 3.346 milhões, +23% vs. 2021.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 387 milhões no 4T22, -10% vs. 4T21 e de R\$ 1.567 milhões em 2022, -6% vs. 2021, impactado pela piora no resultado financeiro, em virtude do aumento do CDI e seu reflexo nos encargos de dívida.

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.038	2.075	(37)	(2%)	7.602	7.998	(396)	(5%)
Custos Com Energia	(1.451)	(1.629)	178	(11%)	(5.585)	(6.280)	695	(11%)
Margem Bruta s/ VNR	587	446	141	32%	2.017	1.718	299	17%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	56	91	(35)	(38%)	199	406	(207)	(51%)
Margem Bruta	643	537	106	20%	2.216	2.124	92	4%
Despesa Operacional	(173)	(195)	22	(11%)	(708)	(670)	(38)	6%
PECLD	(33)	(47)	14	(30%)	(177)	(167)	(10)	6%
EBITDA	437	295	142	48%	1.331	1.287	44	3%
Depreciação	(95)	(93)	(2)	2%	(361)	(342)	(19)	6%
Resultado Financeiro	(215)	(176)	(39)	22%	(747)	(439)	(308)	70%
IR CS	(30)	(3)	(27)	900%	(66)	(130)	64	(49%)
LUCRO LÍQUIDO	97	23	74	322%	157	376	(219)	(58%)

A Neoenergia Pernambuco encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R\$ 643 milhões (+20% vs. 4T21), impulsionada pela variação da parcela B de +14,82% em abril/22. No ano, a Margem Bruta foi de R\$ 2.216 milhões (+4% vs. 2021), impulsionada pela variação da parcela B de +14,82% em abril/22 e pela revisão tarifária de abril de 2021, além do aumento da base de clientes.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 173 milhões no 4T22 (-11% vs. 4T21) e R\$ 708 milhões em 2022 (+6% vs. 2021), em linha com a inflação, absorvendo o crescimento de clientes e o maior *headcount*, confirmando a disciplina de custos e a busca por eficiências.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 33 milhões, R\$ 14 milhões abaixo do mesmo período do ano anterior. Já em 2022 foi de R\$ 177 milhões, R\$ 10 milhões acima de 2021. Vale destacar que o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) encerrou o 4T22 em 1,70%, próximo ao limite regulatório de 1,67% e a arrecadação em 99,70%, o que denota o controle da adimplência.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 437 milhões, incremento de 48% vs. 4T21 e de R\$ 1.331 milhões em 2022, +3% vs. 2021. O EBITDA Caixa (ex-VNR) no 4T22 foi de R\$ 381 milhões, +87% vs. 4T21 e no ano foi de R\$ 1.132 milhões, +28% vs. 2021.

O Lucro Líquido foi de R\$ 97 milhões no 4T22 (+R\$ 74 milhões vs. 4T21) e de R\$ 157 milhões em 2022 (-R\$ 219 milhões vs. 2021).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	817	894	(77)	(9%)	3.277	3.414	(137)	(4%)
Custos Com Energia	(512)	(621)	109	(18%)	(2.167)	(2.464)	297	(12%)
Margem Bruta s/ VNR	305	273	32	12%	1.110	950	160	17%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	136	44	92	209%	207	152	55	36%
Margem Bruta	441	317	124	39%	1.317	1.102	215	20%
Despesa Operacional	(67)	(72)	5	(7%)	(254)	(244)	(10)	4%
PECLD	(4)	(3)	(1)	33%	(12)	(7)	(5)	71%
EBITDA	370	242	128	53%	1.051	851	200	24%
Depreciação	(42)	(36)	(6)	17%	(150)	(131)	(19)	15%
Resultado Financeiro	(60)	(34)	(26)	76%	(180)	(69)	(111)	161%
IR CS	(64)	(26)	(38)	146%	(140)	(118)	(22)	19%
LUCRO LÍQUIDO	204	146	58	40%	581	533	48	9%

A Neoenergia Cosern encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R\$ 441 milhões, +39% vs. 4T21, reflexo da variação da parcela B de +14,75% do reajuste de abril/22 e maior VNR, impactado pelo aumento da Base de Remuneração Líquida (BRR). No ano, a Margem Bruta foi de R\$ 1.317 milhões, +20% acima do apurado em 2021, em razão da variação da parcela B de +14,75% em abril/22 e de +30,63% em abril/21, além do aumento da base de clientes e VNR.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 67 milhões no 4T22 (-7% vs. 4T21) e R\$ 254 milhões em 2022 (+4% vs. 2021), abaixo da inflação, absorvendo o crescimento da base de clientes e confirmando a contínua busca por eficiências.

A PECLD totalizou R\$ 4 milhões no 4T22 (+R\$ 1 milhão vs. 4T21) e em 2022 foi de R\$ 12 milhões (+R\$ 5 milhões vs. 2021). Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB), o ano encerrou em 0,32%, abaixo do limite regulatório de 0,57%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T22 foi de R\$ 370 milhões, incremento de +53% vs. 4T21 e em 2022 foi de R\$ 1.051 milhões, +24% acima de 2021. O EBITDA Caixa (ex-VNR) no 4T22 foi de R\$ 234 milhões, +18% vs. 4T21 e no ano foi de R\$ 844 milhões, +21% vs. 2021.

O Lucro Líquido foi de R\$ 204 milhões no 4T22 (+40% vs. 4T21) e de R\$ 581 milhões no ano (+9% vs. 2021).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.103	2.269	(166)	(7%)	7.916	8.117	(201)	(2%)
Custos Com Energia	(1.470)	(1.609)	139	(9%)	(5.449)	(6.096)	647	(11%)
Margem Bruta s/ VNR	633	660	(27)	(4%)	2.467	2.021	446	22%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	57	85	(28)	(33%)	313	281	32	11%
Margem Bruta	690	745	(55)	(7%)	2.780	2.302	478	21%
Despesa Operacional	(173)	(138)	(35)	25%	(592)	(514)	(78)	15%
PECLD	(30)	(30)	-	-	(89)	(90)	1	(1%)
EBITDA	487	577	(90)	(16%)	2.099	1.698	401	24%
Depreciação	(82)	(73)	(9)	12%	(311)	(297)	(14)	5%
Resultado Financeiro	(124)	(119)	(5)	4%	(406)	(244)	(162)	66%
IR CS	(74)	(99)	25	(25%)	(396)	(335)	(61)	18%
LUCRO LÍQUIDO	207	286	(79)	(28%)	986	822	164	20%

A Neoenergia Elektro encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R\$ 690 milhões (-7% vs. 4T21) impactada por um menor volume e uma pontual sobrecontratação, além do menor VNR no período. Já no ano, a Margem Bruta foi de R\$ 2.780 milhões (+21% vs. 2021), impulsionada pela variação da parcela B de +32,49% em agosto/21 e de +9,32% em agosto/22 e aumento da base de clientes, além do maior VNR.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 173 milhões no 4T22 (+25% vs. 4T21), por gastos pontuais em contencioso, treinamentos e multas, e R\$ 592 milhões em 2022 (+15% vs. 2021).

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 30 milhões, em linha com o 4T21, e no ano contabilizou R\$ 89 milhões, +1% vs. 2021, fruto das ações de cobrança e das renegociações de dívidas.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 487 milhões no trimestre (-16% vs. 4T21) e de R\$ 2.099 milhões no ano (+24% vs. 2021). Já o EBITDA Caixa (ex- VNR) no trimestre foi de R\$ 430 milhões, -13% vs. 4T21, e de R\$ 1.786 milhões em 2022, +26% vs. 2021.

O Lucro Líquido foi de R\$ 207 milhões no 4T22 (-28% vs. 4T21) e de R\$ 986 milhões em 2022 (+20% vs. 2021).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	943	1.107	(164)	(15%)	3.345	3.245	100	3%
Custos com Energia	(717)	(975)	258	(26%)	(2.715)	(2.891)	176	(6%)
Margem Bruta s/ VNR	226	132	94	71%	630	354	276	78%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	2	(19)	21	N/A	9	(7)	16	N/A
Margem Bruta	228	113	115	102%	639	347	292	84%
Despesa Operacional	(82)	(85)	3	(4%)	(257)	(227)	(30)	13%
PECLD	(8)	13	(21)	N/A	(32)	69	(101)	N/A
EBITDA	138	41	97	237%	350	189	161	85%
Depreciação	(45)	(16)	(29)	181%	(103)	(51)	(52)	102%
Resultado Financeiro	(8)	(17)	9	(53%)	(105)	-	(105)	-
IR CS	(1)	(3)	2	(67%)	654	(48)	702	N/A
LUCRO LÍQUIDO	84	5	79	1.580%	796	90	706	784%

A Neoenergia Brasília foi incorporada ao Grupo em 02 de março de 2021 e a partir desta data os resultados foram 100% consolidados. Os dados de 2021 refletem o resultado a partir da sua incorporação.

A Neoenergia Brasília encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R\$ 228 milhões (+102% vs. 4T21) e de R\$ 639 milhões no ano (+84% vs. 2021), em razão, principalmente, do aumento médio de 11,1% da revisão tarifária de outubro/21, do reajuste tarifário de novembro/22 (variação da parcela B: + 5,2%), pelo incremento da base de clientes e dois meses a mais de consolidação.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 82 milhões no trimestre (-4% vs. 4T21) e R\$ 257 milhões no ano (+13% vs. 2021). Normalizando o efeito de consolidação em janeiro e fevereiro de 2021, a variação no ano é de -9%, reflexo do turnaround realizado que proporcionou ganhos de eficiência por fazer parte do Grupo Neoenergia.

No trimestre, a PECLD foi de R\$ 8 milhões, R\$ 21 milhões acima do 4T21 e de R\$ 32 milhões em 2022, acima em R\$ 101 milhões vs. 2021, explicada por reversões ocorridas no ano anterior em função da adequação da metodologia já praticada pelo grupo Neoenergia. Vale destacar que anteriormente, a CEB-D tinha uma política de provisionar uma elevada parcela do saldo devedor não pago, haja vista que ficou praticamente um ano sem ações de cobrança, a adequação à metodologia da Neoenergia permitiu os atuais patamares de PECLD. Importante ressaltar que a Companhia encerrou o ano com o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) em 0,55%, ficando enquadrado no limite regulatório de 0,56%.

O EBITDA no trimestre foi de R\$ 138 milhões (+237% vs. 4T21) e em 2022 foi de R\$ 350 milhões, (+85% vs. 2021). O EBITDA caixa (ex-VNR) foi de R\$ 136 milhões no 4T22 (+127% vs. 4T21) e R\$ 341 milhões em 2022 (+74% vs. 2021), superando o plano de negócios de aquisição.

O resultado do IR/CS do ano foi de + R\$ 654 milhões, vs. -R\$ 48 milhões em 2021, devido à baixa do saldo não amortizado do passivo fiscal diferido no montante de R\$ 656 milhões e à constituição de ativo fiscal diferido referente à parcela amortizada do ágio pela Bahia PCH III no montante de R\$ 22 milhões, totalizando o reconhecimento do efeito positivo de R\$ 678 milhões com a efetivação da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília consequentemente a transferência do controle societário direto da Neoenergia Brasília para a Neoenergia S.A.

O Lucro Líquido no 4T22 foi de R\$ 84 milhões (+R\$ 79 milhões vs. 4T21) e de R\$ 796 milhões em 2022 (+R\$ 706 milhões vs. 2021).

2.3. Renováveis

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

DRE RENOVÁVEIS (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	463	314	149	47%	1.747	1.154	593	51%
Custos Com Energia	(79)	(36)	(43)	119%	(331)	12	(343)	(2858%)
MARGEM BRUTA	384	278	106	38%	1.416	1.166	250	21%
Despesa Operacional	(98)	(83)	(15)	18%	(286)	(231)	(55)	24%
Aj. a Valor Justo	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equivalência Patrimonial	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	102	(288)	390	N/A	948	521	427	82%
Depreciação	(82)	(59)	(23)	39%	(282)	(208)	(74)	36%
Resultado Financeiro	(42)	(50)	8	(16%)	(221)	(164)	(57)	35%
IR/CS	(25)	(21)	(4)	19%	(131)	(124)	(7)	6%
LUCRO LÍQUIDO	(47)	(418)	371	(89%)	314	25	289	1156%

DRE HIDROS (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	148	147	1	1%	604	558	46	8%
Custos Com Energia	(23)	(22)	(1)	5%	(89)	67	(156)	(233%)
MARGEM BRUTA	125	125	-	-	515	625	(110)	(18%)
Despesa Operacional	(32)	(32)	-	-	(116)	(97)	(19)	20%
Aj. a Valor Justo	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equivalência Patrimonial	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	(91)	(390)	299	(77%)	217	114	103	90%
Depreciação	(22)	(21)	(1)	5%	(86)	(86)	-	-
Resultado Financeiro	(15)	(15)	-	-	(51)	(66)	15	(23%)
IR/CS	(5)	(9)	4	(44%)	(57)	(104)	47	(45%)
LUCRO LÍQUIDO	(133)	(435)	302	(69%)	23	(142)	165	N/A

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	308	167	141	84%	1.136	596	540	91%
Custos Com Energia	(53)	(14)	(39)	279%	(239)	(55)	(184)	335%
MARGEM BRUTA	255	153	102	67%	897	541	356	66%
Despesa Operacional	(65)	(51)	(14)	27%	(169)	(134)	(35)	26%
EBITDA	190	102	88	86%	728	407	321	79%
Depreciação	(56)	(38)	(18)	47%	(192)	(122)	(70)	57%
Resultado Financeiro	(26)	(35)	9	(26%)	(169)	(98)	(71)	72%
IR/CS	(20)	(12)	(8)	67%	(74)	(20)	(54)	270%
LUCRO LÍQUIDO	88	17	71	418%	293	167	126	75%

DRE SOLAR (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	7	-	7	-	7	-	7	-
Custos Com Energia	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-
MARGEM BRUTA	4	-	4	-	4	-	4	-
Despesa Operacional	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
EBITDA	3	-	3	-	3	-	3	-
Depreciação	(4)	-	(4)	-	(4)	-	(4)	-
Resultado Financeiro	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
LUCRO LÍQUIDO	(2)	-	(2)	-	(2)	-	(2)	-

O segmento Renováveis encerrou o 4T22 com margem bruta de R\$ 384 milhões (+R\$ 106 milhões vs. 4T21) impactada positivamente pelas eólicas (+R\$ 102 milhões vs. 4T21), em função da maior eolicidade no trimestre e da entrada em operação comercial parcial no 3T22 do Complexo Eólico de Oitis e do Complexo Solar Luzia, além de geração plena de Chafariz.

No ano, a margem bruta do segmento foi R\$ 1.416 milhões (+21% vs. 2021), impactada em +R\$ 360 milhões pelos negócios de eólicas e solar, pelos mesmos motivos do trimestre, que compensaram a menor margem das hidros (-R\$110 milhões vs. 2021), explicado pelo efeito não recorrente da repactuação do GSF de Itapebi (-R\$ 130 milhões), Baguari (-R\$ 18 milhões) e Corumbá (-R\$ 14 milhões) em 2021. Sem este efeito, a margem do segmento de renováveis cresceria 41%.

As despesas operacionais encerraram o 4T22 em R\$ 98 milhões (+18% vs. 4T21), principalmente, em função da entrada em operação comercial parcial no 3T22 do Complexo Eólico de Oitis e do Complexo Solar Luzia, além de Chafariz no final de 2021. No ano, somaram R\$ 286 milhões (+24% vs. 2021), pelos mesmos motivos supracitados. Desconsiderando os novos negócios, a variação seria de +10% no ano.

No 4T22 foi registrado -R\$ 201 milhões de ajuste a valor justo referente as hidrelétricas de Teles Pires e Baguari, no âmbito da operação de permuta de ativos com a Eletrobrás. Cabe ressaltar que, no *closing* da operação haverá um ajuste de valor positivo referente a hidrelétrica de Dardanelos, que será contabilizado no exercício de 2023, com efeito líquido positivo para Companhia. No 4T21 vale destacar o impacto negativo de -R\$ 482 milhões referente ao ajuste a valor justo de Belo Monte, pela decisão de desinvestimento no ativo. Dessa forma, os saldos dos investimentos em Belo Monte, Teles Pires e Baguari foram transferidos para a rubrica “Ativos não circulantes mantidos para venda”.

A equivalência patrimonial no trimestre foi de R\$ 17 milhões (+R\$ 18 milhões vs. 4T21) e no ano de R\$ 19 milhões (-R\$ 49 milhões vs. 2021), explicada, principalmente, pela repactuação do GSF de Teles Pires, Belo Monte e Dardanelos no valor de R\$ 58 milhões no ano de 2021.

Por esses efeitos, o EBITDA do segmento de Renováveis no trimestre foi de R\$ 102 milhões (+R\$ 390 milhões vs. 4T21) e de R\$ 948 milhões no ano (+R\$ 427 milhões vs. 2021). Desconsiderando o efeito do GSF em 2021 e o ajuste a valor justo de Teles Pires e Baguari em 2022 e de Belo Monte em 2021, estas variações seriam de +R\$ 109 milhões no trimestre (+56%) e +R\$ 368 milhões (+47%) no ano.

O Resultado registrado no 4T22 foi de -R\$ 47 milhões (+R\$ 371 milhões vs. 4T21) e no ano foi de R\$ 314 milhões (+R\$ 289 milhões vs. 2021).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	857	709	148	21%	3.314	2.776	538	19%
Custos Com Energia	(642)	(429)	(213)	50%	(2.132)	(1.893)	(239)	13%
Margem Bruta	215	280	(65)	(23%)	1.182	883	299	34%
Despesa Operacional	(51)	(69)	18	(26%)	(166)	(217)	51	(24%)
PECLD	(1)	(1)	-	-	(5)	(1)	(4)	400%
EBITDA	163	210	(47)	(22%)	1.011	665	346	52%
Depreciação	(15)	(17)	2	(12%)	(67)	(64)	(3)	5%
Resultado Financeiro	(13)	(18)	5	(28%)	(105)	(66)	(39)	59%
IR CS	(10)	(20)	10	(50%)	(125)	(83)	(42)	51%
LUCRO LÍQUIDO	125	155	(30)	(19%)	714	452	262	58%

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	414	411	3	1%	1.586	1.503	83	6%
Custos Com Energia	(236)	(159)	(77)	48%	(506)	(703)	197	(28%)
Margem Bruta	178	252	(74)	(29%)	1.080	800	280	35%
Despesa Operacional	(32)	(53)	21	(40%)	(104)	(171)	67	(39%)
EBITDA	146	199	(53)	(27%)	976	629	347	55%
Depreciação	(15)	(17)	2	(12%)	(65)	(63)	(2)	3%
Resultado Financeiro	(17)	(19)	2	(11%)	(112)	(60)	(52)	87%
IR CS	(14)	(21)	7	(33%)	(122)	(78)	(44)	56%
LUCRO LÍQUIDO	100	142	(42)	(30%)	677	428	249	58%

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	429	295	134	45%	1.707	1.260	447	35%
Custos Com Energia	(400)	(268)	(132)	49%	(1.605)	(1.178)	(427)	36%
Margem Bruta	29	27	2	7%	102	82	20	24%
Despesa Operacional	(11)	(16)	5	(31%)	(62)	(46)	(16)	35%
PECLD	(1)	(1)	-	-	(5)	(1)	(4)	400%
EBITDA	17	10	7	70%	35	35	-	-
Depreciação	(1)	-	(1)	N/A	(2)	(1)	(1)	100%
Resultado Financeiro	4	1	3	300%	7	(6)	13	N/A
IR CS	4	1	3	300%	(3)	(5)	2	(40%)
LUCRO LÍQUIDO	24	12	12	100%	37	23	14	61%

O segmento Liberalizado consolidou margem bruta de R\$ 215 milhões no 4T22 (-R\$ 65 milhões vs. 4T21). Já no ano, foi de R\$ 1.182 milhões (+299 milhões vs. 2021), impactada pela maior margem de Termopernambuco (+R\$ 280 milhões vs. 2021), explicado, principalmente, pelo impacto do reajuste tarifário (dolarizado) e pela compra de energia a um menor PLD. A comercializadora contribuiu com R\$ 29 milhões de margem bruta no trimestre (+R\$ 2 milhões vs. 4T21) e R\$ 102 milhões no ano (+R\$ 20 milhões vs. 2021).

As despesas operacionais foram de R\$ 51 milhões no 4T22 (-R\$ 18 milhões vs. 4T21) e no ano de R\$ 166 milhões, -R\$ 51 milhões em relação a 2021, devido não operação de Termopernambuco no ano.

Como resultado dessas variações, o EBITDA de Liberalizado foi de R\$ 163 milhões no 4T22 (-R\$ 47 milhões vs. 4T21) e de R\$ 1.011 milhões em 2022 (+R\$ 346 milhões vs. 2021).

Já o lucro líquido foi de R\$ 125 milhões no trimestre (-R\$ 30 milhões vs. 4T21) e de R\$ 714 milhões em 2022 (+R\$ 262 milhões vs. 2021).

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)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	936	635	301	47%	4.718	3.925	793	20%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(18)	(26)	8	(31%)	(69)	(141)	72	(51%)
Despesas financeiras (C)	(1.100)	(1.015)	(85)	8%	(4.339)	(2.934)	(1.405)	48%
Receitas financeiras (D)	362	194	168	87%	1.548	755	793	105%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(209)	(88)	(121)	138%	(1.009)	(104)	(905)	870%
Imposto de renda e contribuição social (F)	(323)	(310)	(13)	4%	(752)	(1.523)	771	(51%)
Depreciação e Amortização (G)	(611)	(531)	(80)	15%	(2.243)	(1.984)	(259)	13%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	2.835	2.411	424	18%	11.582	9.856	1.726	18%
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	429	424	5	1%	1.339	1.579	(240)	(15%)
IFRS 15 (I)	122	335	(213)	(64%)	760	1.209	(449)	(37%)
GSF (J)	-	-	-	-	-	222	(222)	(100%)
Troca de ativos / Aj. Belo Monte (K)	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
EBITDA Ajustado = (EBITDA -(H+I+J+K))	2.485	2.134	351	16%	9.684	7.328	2.356	32%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	225	85	140	165%	822	186	636	342%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.156)	(918)	(238)	26%	(4.692)	(2.417)	(2.275)	94%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(16)	(76)	60	(79%)	70	(52)	122	(235%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	41	72	(31)	(43%)	389	500	(111)	(22%)
Variações monetárias e cambiais - outros	82	5	77	1540%	39	(23)	62	(270%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(22)	(54)	32	(59%)	(110)	(196)	86	(44%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	77	31	46	148%	294	38	256	674%
Obrigações pós emprego	(19)	(23)	4	(17%)	(80)	(85)	5	(6%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(175)	(107)	(68)	64%	(462)	(286)	(176)	62%
Total	(947)	(909)	(38)	4%	(3.800)	(2.283)	(1.517)	66%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 947 milhões no 4T22, - R\$ 38 milhões vs. 4T21, variação explicada, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida (+R\$ 238 milhões), em razão do aumento de 26% no saldo médio da dívida devido às captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão e eólicas, além das Distribuidoras. Adicionalmente, no período observamos aumento do CDI (57% do endividamento da companhia), o que foi parcialmente compensado pelo aumento da renda de aplicações financeiras (+R\$ 140 milhões), decorrentes do aumento do rendimento médio e de 33% do valor aplicado. No ano, o Resultado Financeiro foi de -R\$ 3.800 milhões, -R\$ 1.517 milhões vs. 2022, pelos mesmos motivos do trimestre.

5. INVESTIMENTOS

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

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ %	2022	2021	Δ %
Redes	2.520	1.863	35%	8.091	6.176	31%
Distribuidoras	1.414	1.124	26%	5.458	3.917	39%
Transmissoras	1.106	739	50%	2.633	2.259	17%
Renováveis	213	1.121	(81%)	1.736	3.106	(44%)
Liberalizado	39	30	27%	62	84	(27%)
TOTAL	2.774	3.016	(8%)	9.892	9.369	6%

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

Em 2022, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 5,5 bilhões, dos quais R\$ 3,2 bilhões foram destinados à expansão de redes. Segue abaixo tabela com a abertura do Capex por distribuidora.

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	CONSOLIDADO	
	4T22					4T22	2022
Expansão de Rede	(472)	(140)	(52)	(154)	(25)	(844)	(3.232) 53%
Programa Luz para Todos	(72)	-	-	-	-	(72)	(685)
Novas Ligações	(247)	(72)	(27)	(88)	(7)	(441)	(1.474)
Novas SE's e RD's	(153)	(61)	(25)	(66)	(18)	(324)	(1.064)
Compromisso ECV	0	(6)	-	-	-	(6)	(9)
Renovação de Ativos	(106)	(40)	(9)	(50)	(25)	(229)	(858) 16%
Melhoria da Rede	(46)	(27)	(10)	(39)	(6)	(128)	(567) 10%
Perdas e Inadimplência	(40)	(51)	(5)	(5)	(5)	(107)	(378) 7%
Outros	(86)	(57)	(17)	(128)	(50)	(339)	(761) 14%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	59	39	5	25	16	143	(81)
(=) Investimento Bruto	(692)	(277)	(88)	(352)	(96)	(1.504)	(5.878)
SUBVENÇÕES	209	12	1	9	2	233	339
(=) Investimento Líquido	(483)	(265)	(87)	(343)	(94)	(1.271)	(5.539)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(59)	(39)	(5)	(25)	(16)	(143)	81
(=) CAPEX	(541)	(304)	(91)	(367)	(110)	(1.414)	(5.458)
Base de Anuidade Regulatória	(86)	(57)	(17)	(128)	(50)	(339)	(761) 13%
Base de Remuneração Regulatória	(664)	(259)	(76)	(248)	(62)	(1.308)	(5.036) 87%

5.1.2. Transmissão

Em 2022, o Capex das transmissoras foi de R\$ 2,6 bilhões, 17% acima do realizado em 2021, integralmente dedicado à construção das linhas e subestações dos lotes adquiridos nos leilões recentes.

5.2. Renováveis

5.2.1. Parques Eólicos

Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R\$ 1.213 milhões em 2022, R\$ 1.625 milhões abaixo de 2021, uma vez que os investimentos nas turbinas já foram feitos e entramos na fase final das montagens de Oitis.

(i) Complexo Chafariz: entrada em operação na totalidade dos parques no 4T21 com realização de capex no início de 2022;

(ii) Complexo Oitis: continuidade da construção do complexo, atualmente 74 aerogeradores estão montados, dos quais 65 estão em operação.

5.2.2. Parques Solares

Os investimentos realizados nos parques Luzia somaram R\$ 464 milhões em 2022. Obra em finalização, 145 MWp já em operação (comercial e em teste).

5.2.3. Usinas Hidrelétricas

Investimentos de R\$ 59 milhões em 2022, frente ao valor de R\$ 206 milhões em 2021. Destaque para R\$ 130 milhões de reconhecimento no ativo intangível de Itapebi decorrente do acordo GSF em setembro de 2021.

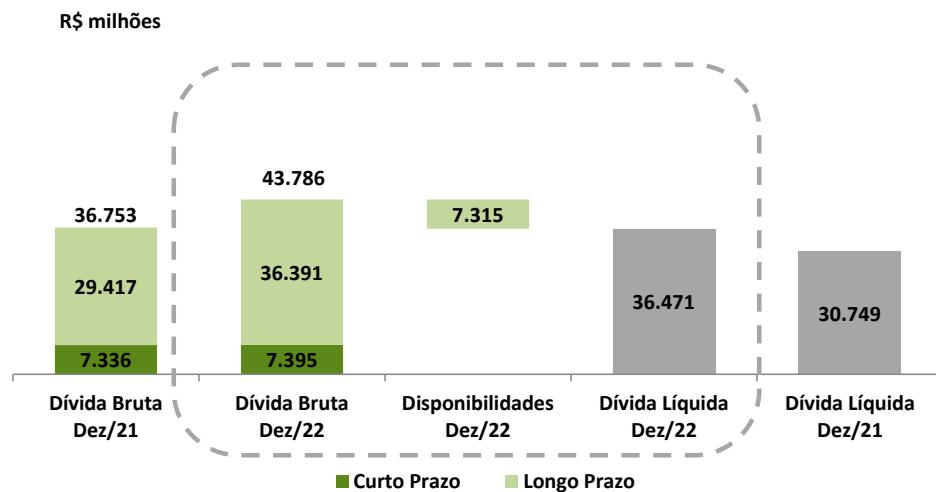
5.3. Liberalizado

A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 54 milhões em 2022, 35% abaixo do realizado em 2021, de acordo com seu cronograma de manutenções.

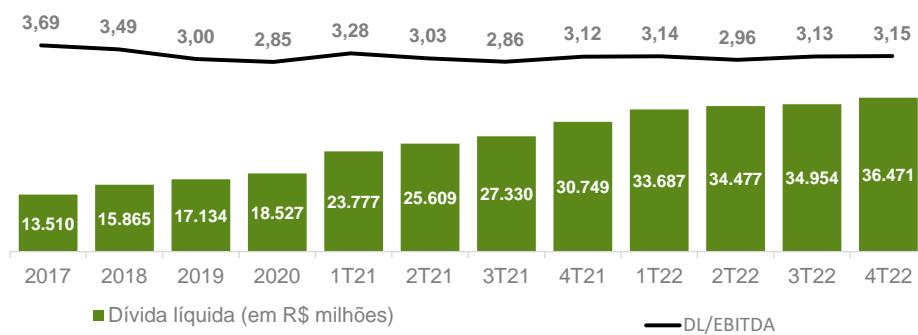
6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em dezembro de 2022, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 36.471 milhões (dívida bruta de R\$ 43.786 milhões), apresentando um crescimento de 19% (R\$ 5.722 milhões) em relação a dezembro de 2021, explicado principalmente pela execução de Capex dos projetos de redes e renováveis. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 83% da dívida contabilizada no longo prazo e 17% no curto prazo.



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,12 em dezembro de 2021 para 3,15 em dezembro de 2022.



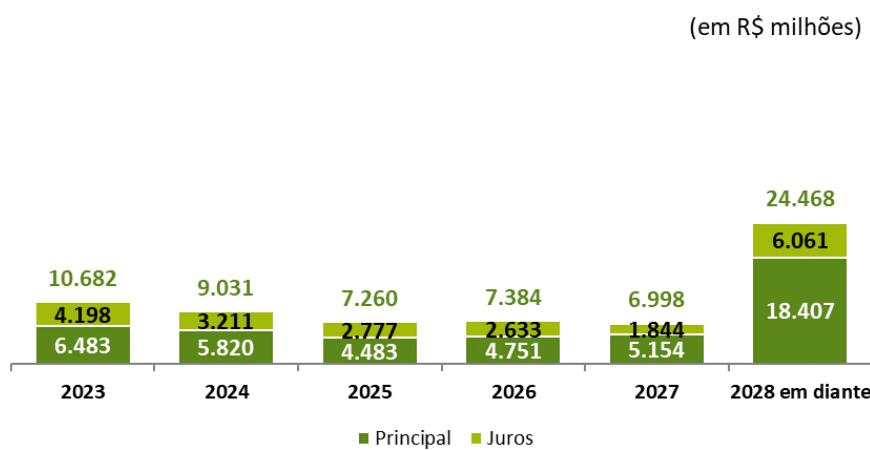
6.2. Cronograma de amortização das dívidas

A Companhia busca estruturar 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 reduzir o custo da dívida e alongar seu perfil de amortização, a Companhia executa ainda uma Gestão ativa de seus passivos financeiros de modo a evitar concentração dos vencimentos de dívida, resultando em efetivo alongamento. Os montantes vincendos nos próximos anos não apresentam concentração em nenhum período específico, estando consistentes com volumes vencidos nos últimos exercícios.

Em 2023, estão previstas amortizações pela Neoenergia Coelba no valor de 2.098 MM, pagamentos pela Neoenergia Pernambuco no valor estimado de 720 MM, pela Holding no montante estimado de 665 MM, pela Neoenergia Lagoa dos Patos no valor de R\$ 660 MM e pela Neoenergia Elektro no valor de 525 MM. O total de amortizações da Holding, das três distribuidoras e da transmissora representam 72% do volume consolidado a amortizar neste período.

Em 2024, estão previstas amortizações pela Neoenergia Coelba no valor estimado de 2.144 MM, pela Neoenergia Pernambuco no montante estimado de 1.370 MM e pela Neoenergia Elektro no valor de 595 MM. O total de amortizações dessas três distribuidoras representa 71% do volume consolidado a amortizar no período em referência.

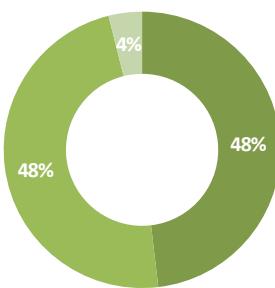
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em dezembro de 2022 foi de 5,29 anos (vs. 5,06 anos em dezembro de 2021). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas forward de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final de 2022.



6.3. Perfil Dívida

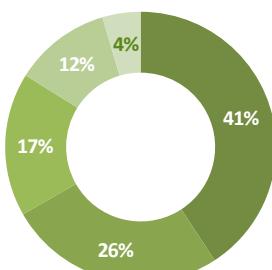
Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidada no 4T22 foi de 11,4% (vs. 8,1% em dezembro de 2021) devido ao aumento da Selic.

DÍVIDA LÍQUIDA POR INDEXADOR (pós swap)



■ CDI e SELIC ■ IPCA ■ TJLP

DÍVIDA POR FUNDING



■ Mercado de Capitais Internos
■ Bancos de Fomentos Nacionais
■ Bancos Comerciais Internacionais
■ Bancos de Fomentos Internacionais
■ Bancos Comerciais Nacionais

No 4T22 captamos um total de R\$ 1.799 milhões. Destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

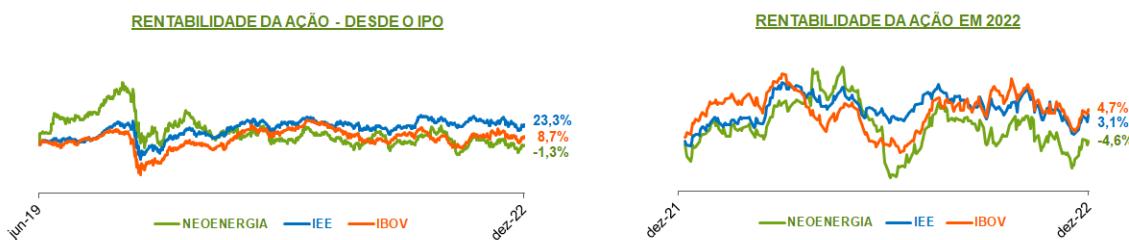
- I. Desembolso do BNDES para o Complexo Chafariz, no total de R\$ 101 milhões com prazo de 24 anos;
- II. Liberação do BNDES para a Neoenergia Cosern, no montante de R\$ 125 milhões com prazo de 24 anos;
- III. Desembolso do BEI para a Neoenergia, no valor de R\$ 922 milhões com prazo de 10 anos;
- IV. Desembolso do BNDES para a Neoenergia Vale do Itajaí, no montante de R\$ 650 milhões com prazo de 24 anos.

7. RATING

Em 29 de março de 2022, 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 31 de dezembro de 2022, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 18,75 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$ 15,45. Com relação ao ano de 2022, as ações apresentaram desvalorização de 4,6%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



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

Mercado de capitais	IPO	4T22
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	15,45
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	18.753

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

9. ESG

A estratégia e o modelo de negócio da Neoenergia 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.

Fruto do diálogo com os seus grupos de interesse e consciente do impacto de todas as suas atividades, a Neoenergia tem uma estratégia de desenvolvimento sustentável alinhada com a implementação de um projeto empresarial que visa à criação de valor de forma sustentável tendo como principais referências seu Propósito e Valores, e o respeito aos Direitos Humanos.

A companhia vinculou sua estratégia de negócios e sustentabilidade aos ODS desde sua definição e, em 2018, aprovou a reformulação do seu Sistema de Governança Corporativa cujo principal objetivo era formalizar o compromisso do grupo com essa agenda, destacando a contribuição para o cumprimento do dividendo social gerado pela sua atividade empresarial.

A Neoenergia concentra seus esforços nos ODS nos quais sua contribuição é mais relevante: no fornecimento de energia limpa e acessível (objetivo 7) e na ação global contra as mudanças climáticas (objetivo 13). A empresa mantém compromisso, ainda, com outros ODS relacionados a temas estratégicos e que contribuem diretamente à gestão sustentável dos negócios: 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 companhia segue 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.

Como parte dessa evolução contínua, em 2022 o Grupo assumiu 16 metas ESG para os anos 2025 e 2030. Com esses compromissos, a companhia especifica o seu empenho em dar transparência a objetivos relevantes e mensuráveis, que representam os aspectos prioritários na sua contribuição para o desenvolvimento sustentável.

Com muito orgulho, divulgamos os resultados alcançados nesses indicadores em 2022 e os targets para 2025 e 2030:

Metas ESG		Parâmetros	2022	2025	2030
E	Emissões	Emissões de gCO2/kWh na geração (escopo 1)	1	36	20
	Eletrificação da frota	Incremento do % de veículos leves próprios eletrificados na frota Neoenergia	8%	13%	50%
	Financiamento sustentável	Revisão anual e atualização do framework de financiamento verde da empresa	✓	Manter prática vigente	
	Digitalização de redes	% redes de AT e MT digitalizadas	74,5%	83%	90%
S	Mulheres em posições relevantes	Presença de mulheres nas posições de Diretoria e Superintendência	28,3%	29,10%	31,80%
	Mulheres em postos de liderança	Presença de mulheres em postos de liderança nas posições de Diretoria, Superintendência e Gerência.	28,8%	30%	35%
	Mulheres formadas eletricistas	% de mulheres formadas nas escolas de eletricistas	36,7%	30%	35%
	Mulheres em postos de eletricista	% de mulheres em postos de eletricistas	5,6%	9%	12%
	Diversidade racial	% de pretos e pardos nas posições de Diretoria, Superintendência, Gerência e Supervisão.	30%	20%	25%
	Contribuição com a comunidade	Voluntariado corporativo (número de pessoas)	3.501	2.321	2.623
	Segurança (ISO 45001)	% trabalhadores próprios lotados em sites certificados pela ISO45001	48%	40%	42%
	Segurança	Número de acidentes de trabalho com e sem afastamento (equipe própria)	0,26	0,43	0,39
	Formação	Média de horas para formação de colaboradores e de profissionais das comunidades onde atuamos	89,2	67	70
	Fornecedores	% de fornecedores relevantes classificados como sustentáveis	75%	80%	85%
G	Remuneração variável ESG	% da remuneração variável para incentivo de longo prazo atrelada a ESG	30%	30%	33%
	Governança	Melhores práticas de governança empresarial	✓	Manter prática vigente	

Nota: Em 2022 a intensidade de emissões atípica verificada se deve ao fato da Usina Termopernambuco, movida a gás natural, não ter operado. Nesse ano, o uso do gás e suas emissões associadas corresponde às atividades internas de teste de operação e manutenção das máquinas.

A execução da estratégia ESG da Neoenergia gira em torno de três pilares, reforçando que os temas estão integrados ao modelo de negócios da companhia:

- Desempenho ambiental, o combate à mudança climática e a 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.

Dessa forma, a Neoenergia 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.

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 2022, a companhia integrou pelo terceiro ano consecutivo a carteira do FTSE4 Good Index Series e do Índice de Sustentabilidade Empresarial, da B3. A Neoenergia também, integra o The Sustainability Yearbook, da S&P e foi destaque no CDP, com score A- em Mudanças Climáticas e B em Segurança Hídrica.

10. OUTROS TEMAS

10.1. Clientes Baixa Renda

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	Consolidado	4T22					4T21					
		NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELETRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELETRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	
Convençional	10.392	3.911	2.341	962	2.217	961	10.603	4.018	2.414	985	2.217	969
Baixa Renda	3.824	1.857	1.214	403	277	73	3.303	1.612	1.070	352	233	37
Total	14.215	5.767	3.555	1.365	2.494	1.034	13.907	5.630	3.484	1.337	2.450	1.006

10.2. Reajuste Neoenergia Brasília

Em 1 de novembro, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Brasília, com efeito médio para o consumidor, que inclui isenções que reduzem a base de cálculo do ICMS, de 11,17% aplicado desde 3 de novembro de 2022. A variação da Parcela A foi de 15,0%, totalizando R\$ 2.962,7 milhões, impactada pelos aumentos de 29,1% nos encargos setoriais, com destaque para CDE, e 9,4% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 273,32/MWh. Já a variação da Parcela B, foi de 5,2% (R\$ 583,7 milhões), reflexo da inflação acumulada (IPCA) desde o último reajuste de 7,17%, deduzida do Fator X, de 0,57%, bem como de ajustes das deduções aplicadas de Outras Receitas e Receitas de Ultrapassagens de Demanda e Reativos, sem qualquer diferimento para períodos futuros.

O processo de reajuste tarifário havia sido postergado por 12 dias pela ANEEL, a pedido da distribuidora Neoenergia Brasília, conforme Resolução Homologatória nº 3.131, de 18 de outubro de 2022, tendo em vista a expectativa de regulamentação pelo Governo do Distrito Federal com orientações para aplicação das isenções do ICMS previstas na Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022. Tal regulamentação se deu mediante a publicação do Decreto do Governo do Distrito Federal nº 43.893, de 27 de outubro de 2022, proporcionando, pelo efeito conjunto do reajuste tarifário com a redução do ICMS, um impacto médio efetivo a ser percebido pelos consumidores de 11,17%.

10.3 OPA Neoenergia Pernambuco, AGE e Conversão de Registro para Categoria B

Em 20/04/2022, a Neoenergia e a Neoenergia Pernambuco, em conjunto, divulgaram Fato Relevante ao mercado informando que o Conselho de Administração da Neoenergia aprovou o lançamento de oferta pública de aquisição de ações ordinárias ("ON") e de ações preferenciais Classe "A" ("PNA") e Classe "B" ("PNB"), para conversão de registro de emissor Categória A para Categória B da Neoenergia Pernambuco. A Neoenergia adquiriu, por meio de Oferta Pública de Ações para Conversão de Registro, e em leilão realizado na B3, em 03 de outubro de 2022, 29.637 ONs, 6.620.985 PNAs e 162.156 PNBs, representativas de 9,13% do capital social da Neoenergia Pernambuco.

Após o referido leilão, e conforme previsto no Edital da Oferta Pública para Conversão de Registro, foi aprovado, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de outubro de 2022, resgate e cancelamento da totalidade das ações de emissão da Neoenergia Pernambuco que remanesceram em circulação após o leilão da OPA de Conversão de Registro, totalizando 250.506 ONs, 481.997 PNAs e 179.910 PNBs de emissão da Neoenergia Pernambuco, representativas de 1,22% do seu capital social total. Com isso, o capital total em ações da Companhia reduziu de 74.612.388 (66.302.693 ON, 7.567.254 PNA e 742.441 PNB) para 73.699.975 (66.052.187 ON, 7.085.257 PNA e 562.531 PNB). Por fim, no dia 01 de novembro de 2022 foi aprovada a conversão de registro para Categória B da Companhia pela Comissão de Valores Mobiliários.

10.4 Permuta de Ativos com Eletrobras

Em dezembro de 2022 foi divulgada a operação de Permuta de Ativos entre a Neoenergia e a Eletrobras, onde a Neoenergia receberá 49% das ações da hidrelétrica de Dardanelos, passando a consolidar 100% do seu resultado, além 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. Em contrapartida, transfere sua participação de 49% na hidrelétrica de Teles Pires e de 51% do Consórcio UHE Baguari.

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. O *closing* da operação é esperado para o 2º semestre de 2023.

10.5 Remuneração dos Acionistas

A Neoenergia possui definido em seu Estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, conforme Política de Distribuição de Dividendos, disponível no site da Companhia (<https://www.neoenergia.com/pt-br/governanca-corporativa/sistema-de-governanca-corporativa/Paginas/politicas-governanca-corporativa.aspx>).

Em 2022, a Companhia deliberou os seguintes proventos:

- (i) Dividendos de R\$ 642.268 mil, deliberados em Assembleia Geral Ordinária de 25 de abril de 2022 e pagos em 28 de dezembro de 2022;
- (ii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 167.136 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 15 de junho de 2022 e pagos em 28 de dezembro de 2022;
- (iii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 308.249 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 13 de dezembro de 2022 e com previsão de pagamento até 31 de dezembro de 2023.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2022 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2023.

11. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia S.A., apresenta os resultados do 4T22 e 2022 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 Explanatórias
	4T22	2022	4T21	2021	
(+) Receita líquida	11.536	42.787	11.944	43.165	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(429)	(1.339)	(424)	(1.579)	Nota 5
(-) Outras receitas	(129)	(824)	(241)	(610)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(99)	34	62	36	Nota 5.3
(+) Receita de operação e manutenção	34	131	27	70	Nota 5.3
(+) Operações fotovoltaicas	7	28	3	14	Nota 5.3
(+) Outras receitas - Outras receitas	1	5	17	24	Nota 5.3
= RECEITA Operacional Líquida	10.921	40.822	11.388	41.120	
(+) Custos com energia elétrica	(4.622)	(17.813)	(5.693)	(21.620)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(109)	(125)	(132)	(558)	Nota 8
(+) Custos de construção	(2.356)	(8.001)	(1.973)	(6.362)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(6)	(21)	(3)	(13)	Nota 8
= Custo com Energia	(7.093)	(25.960)	(7.801)	(28.553)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	429	1.339	424	1.579	Nota 5
= MARGEM BRUTA	4.257	16.201	4.011	14.146	
(+) Custos de operação	(1.472)	(4.507)	(1.180)	(4.279)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(93)	(360)	(118)	(374)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(634)	(2.080)	(448)	(1.661)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	109	125	132	558	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	6	21	3	13	Nota 8
(-) Depreciação	780	2.243	466	1.751	Nota 8
(+) Outras receitas	129	824	241	610	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	99	(34)	(62)	(36)	Nota 5.3
(-) Receita de operação e manutenção	(34)	(131)	(27)	(70)	Nota 5.3
(-) Operações fotovoltaicas	(7)	(28)	(3)	(14)	Nota 5.3
(-) Outras receitas - Outras receitas	(1)	(5)	(17)	(24)	Nota 5.3
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.118)	(3.932)	(1.013)	(3.526)	
(+) PECLD	(120)	(505)	(104)	(350)	Demonstrações de resultado
(-) Ajuste valor justo - investimento	(201)	(201)	(482)	(482)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	17	19	(1)	68	Nota 15.1
EBITDA	2.835	11.582	2.411	9.856	
(+) Depreciação e Amortização	(611)	(2.243)	(531)	(1.984)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(947)	(3.800)	(909)	(2.283)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(323)	(752)	(310)	(1.523)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(18)	(69)	(26)	(141)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	936	4.718	635	3.925	Demonstrações de resultado

ANEXO I – Ativos Renováveis em Construção

No quadro a seguir estão listados os parques eólicos e solares em construção com participação de 100% da Neoenergia (data base 31/12/2022):

Eólicas em construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
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

ANEXO II – DREs Gerenciais por Segmentos

(data base 31/12/2022):

DRE (R\$ MM)	REDES						RENOVÁVEIS									
	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação		4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	3.671	3.457	214	6%	13.649	12.095	1.554	13%	384	278	106	38%	1.416	1.166	250	21%
(-) Despesas Operacionais	(889)	(810)	(79)	10%	(3.243)	(2.854)	(389)	14%	(98)	(83)	(15)	18%	(286)	(231)	(55)	24%
(-) PECLD	(119)	(103)	(16)	16%	(500)	(349)	(151)	43%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	(184)	(483)	299	-62%	(182)	(414)	232	-56%
EBITDA	2.663	2.544	119	5%	9.906	8.892	1.014	11%	102	(288)	390	-135%	948	521	427	82%
Depreciação	(471)	(398)	(73)	18%	(1.695)	(1.515)	(180)	12%	(82)	(59)	(23)	39%	(282)	(208)	(74)	36%
Resultado Financeiro	(857)	(751)	(106)	14%	(3.146)	(1.850)	(1.296)	70%	(42)	(50)	8	-16%	(221)	(164)	(57)	35%
IR/CS	(281)	(260)	(21)	8%	(477)	(1.303)	826	-63%	(25)	(21)	(4)	19%	(131)	(124)	(7)	6%
LUCRO LÍQUIDO	1.054	1.135	(81)	-7%	4.588	4.224	364	9%	(47)	(418)	371	-89%	314	25	289	1156%
LIBERALIZADO														OUTROS		
DRE (R\$ MM)	4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação		4T22	4T21	Variação		2022	2021	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	215	280	(65)	-23%	1.182	883	299	34%	(13)	(4)	(9)	225%	(46)	2	(48)	-2400%
(-) Despesas Operacionais	(51)	(69)	18	-26%	(166)	(217)	51	-24%	(80)	(51)	(29)	57%	(237)	(224)	(13)	6%
(-) PECLD	(1)	(1)	-	0%	(5)	(1)	(4)	400%	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	163	210	(47)	-22%	1.011	665	346	52%	(93)	(55)	(38)	69%	(283)	(222)	(61)	27%
Depreciação	(15)	(17)	2	-12%	(67)	(64)	(3)	5%	(43)	(57)	14	-25%	(199)	(197)	(2)	1%
Resultado Financeiro	(13)	(18)	5	-28%	(105)	(66)	(39)	59%	(35)	(90)	55	-61%	(328)	(203)	(125)	62%
IR/CS	(10)	(20)	10	-50%	(125)	(83)	(42)	51%	(7)	(9)	2	-22%	(19)	(13)	(6)	46%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	(26)	8	-31%	(69)	(141)	72	-51%
LUCRO LÍQUIDO	125	155	(30)	-19%	714	452	262	58%	(196)	(237)	41	-17%	(898)	(776)	(122)	16%

ANEXO III – Balanço Patrimonial por Segmento

(data base 31/12/2022):

BALANÇO PATRIMONIAL - R\$ Milhões	Redes			Renováveis			Liberalizados			Outros Total	Consolidado
	Distribuição	Transmissão	Total Redes	Geração eólica	Geração hidráulica	Total Renováveis	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total liberalizados		
ATIVO CIRCULANTE											
Caixa e equivalentes de caixa	2.603	446	3.049	976	187	1.163	75	124	199	1.134	5.545
Contas a receber de clientes e outros	8.323	30	8.353	112	24	136	-	137	137	-	8.626
Títulos e valores mobiliários	72	-	72	-	-	-	-	-	-	-	72
Instrumentos financeiros derivativos	639	29	668	3	-	3	65	2	67	-	738
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.681	-	1.681	-	-	-	-	-	-	-	1.681
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	492	492	-	-	-	-	-	-	-	492
Outros ativos circulantes	3.246	222	3.468	35	825	860	53	28	81	217	4.626
TOTAL DO CIRCULANTE	16.564	1.219	17.783	1.126	1.036	2.162	193	291	484	1.351	21.780
NAO CIRCULANTE											
Contas a receber de clientes e outros	359	-	359	-	-	-	-	19	19	-	378
Títulos e valores mobiliários	84	10	94	292	-	292	-	1	1	-	387
Instrumentos financeiros derivativos	1.411	-	1.411	-	44	44	-	8	8	-	1.463
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	352	-	352	-	-	-	-	-	-	-	352
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	18.516	-	18.516	-	-	-	-	-	-	-	18.516
Concessão do serviço público (ativo contratual)	4.259	8.188	12.447	-	-	-	-	-	-	-	12.447
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	1	-	1	1.199	1.199	-	-	-	-	-	1.200
Direito de uso	91	-	91	30	1	31	16	-	16	-	138
Imobilizado	4	17	21	5.815	2.681	8.496	999	2	1.001	42	9.560
Intangível	12.414	8	12.422	114	257	371	-	6	6	2	12.801
Outros ativos não circulantes	6.257	166	6.423	60	77	137	86	69	155	63	6.778
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	43.748	8.389	52.137	6.311	4.259	10.570	1.101	105	1.206	107	64.020
ATIVO TOTAL	60.312	9.608	69.920	7.437	5.295	12.732	1.294	396	1.690	1.458	85.800
PASSIVO CIRCULANTE											
Fornecedores e contas a pagar de empreiteiros	3.474	707	4.181	1.058	24	1.082	84	69	153	122	5.538
Empréstimos e financiamentos	4.253	895	5.148	104	71	175	328	13	341	2.276	7.940
Instrumentos financeiros derivativos	93	1	94	4	1	5	1	7	8	27	134
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros passivos circulantes	5.699	538	6.237	468	96	564	216	56	160	313	6.328
TOTAL DO CIRCULANTE	13.519	2.141	15.660	1.634	192	1.826	197	145	342	2.112	19.940
NAO CIRCULANTE											
Fornecedores e contas a pagar de empreiteiros	147	-	147	-	1	1	-	-	-	-	148
Empréstimos e financiamentos	22.028	2.082	24.110	2.099	683	2.782	599	94	693	3.098	30.683
Instrumentos financeiros derivativos	91	-	91	-	-	-	-	5	5	101	197
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	342	-	342	-	-	-	-	-	-	-	342
Outros passivos não circulantes	7.913	1.625	9.538	252	380	632	19	31	50	32	10.252
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	30.521	3.707	34.228	2.351	1.064	3.415	618	130	748	3.231	41.622
TOTAL DO PASSIVO	44.040	5.848	49.888	3.985	1.256	5.241	815	275	1.090	5.343	61.562
PATRIMÔNIO LÍQUIDO											
Atribuído aos acionistas da Neoenergia S.A	15.944	3.736	19.680	3.452	4.039	7.491	479	121	600	3.885	23.886
Atribuível a participação dos acionistas não controladores	328	24	352	-	-	-	-	-	-	-	352
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	16.272	3.760	20.032	3.452	4.039	7.491	479	121	600	(3.885)	24.238
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	60.312	9.608	69.920	7.437	5.295	12.732	1.294	396	1.690	1.458	85.800
DÍVIDA											
Dívida Bruta											
Ativo											
CIRCULANTE											
Caixa e equivalentes de caixa	2.603	446	3.049	976	187	1.163	75	124	199	1.134	5.545
Títulos e valores mobiliários	72	-	72	-	-	-	-	-	-	-	72
Instrumentos financeiros derivativos	639	29	668	3	-	3	65	2	67	-	738
NAO CIRCULANTE											
Títulos e valores mobiliários	84	10	94	292	-	292	-	1	1	-	387
Instrumentos financeiros derivativos	1.411	-	1.411	-	44	44	-	8	8	-	1.463
PASSIVO											
CIRCULANTE											
Empréstimos e financiamentos	4.253	895	5.148	104	71	175	328	13	341	2.276	7.940
Instrumentos financeiros derivativos	93	1	94	4	1	5	1	7	8	27	134
NAO CIRCULANTE											
Empréstimos e financiamentos	22.028	2.082	24.110	2.099	683	2.782	599	94	693	3.098	30.683
Instrumentos financeiros derivativos	91	-	91	-	-	-	5	5	101	197	
Dívida Bruta Total	24.415	2.949	27.364	2.204	711	2.915	863	109	972	5.502	36.753
Dívida Líquida Total	21.656	2.493	24.149	936	524	1.460	788	16	772	4.368	30.749

ANEXO IV – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 31/12/2022):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	2022	2021
Lucro Líquido do Período/Exercício	4.787	4.066
Ajutado por:		
Depreciação e amortização	2.280	1.777
Baixa de ativos não circulantes	213	126
Amortização de mais-valia	0	233
Equivalência Patrimonial	(19)	(68)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	201	482
Tributos sobre o lucro	752	1.523
Resultado financeiro, líquido	3.800	2.283
Valor de reposição estimado da concessão	(1.339)	(1.579)
Ressarcimento do risco hidrológico - GSF	0	(164)
Outros	(2)	(252)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	1.234	(1.318)
Concessão serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(3.646)	(3.591)
Fornecedores e contas pagar de empreiteiros e operações de desconto de títulos	(1.341)	685
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(36)	(31)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	2.559	(2.485)
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	(1.293)	20
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(145)	(101)
Outros ativos e passivos, líquidos	(719)	62
Caixa líquidos proveniente das operações	7.286	1.668
Dividendos e juros sobre capital próprio recebidos	87	46
Encargos de dívidas pagos	(2.649)	(1.250)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(840)	71
Rendimentos de aplicações financeiras	822	186
Pagamento de juros – Arrendamentos	(26)	(15)
Tributos sobre o lucro pagos	(60)	(574)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	4.620	132
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição de imobilizado e intangível	(1.656)	(2.998)
Aquisição controlada CEB, líquido de caixa obtido na aquisição	0	(2.415)
Aumento de capital em investidas	(47)	(40)
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(5.698)	(4.637)
Adiantamento ou integralização de capital em participações societárias	0	0
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(983)	(318)
Resgate de títulos e valores mobiliários	997	84
Reclassificação do caixa dos ativos não circulante mantido para venda	(22)	0
Outros	0	0
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(7.409)	(10.324)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	12.923	15.718
Pagamento dos custos de captação	(94)	(77)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(8.171)	(5.230)
Depósitos em garantias	(30)	11
Obrigações vinculadas as concessões	326	376
Pagamento de principal – Arrendamentos	(47)	(44)
Instrumentos derivativos recebidos, líquidos	501	631
Remuneração paga aos acionistas da Neoenergia	(938)	(596)
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(98)	(112)
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Pernambuco	(326)	0
Aumento de capital	0	0
Resgate de ações	0	0
Caixa consumido nas atividades de financiamentos	4.046	10.677
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	1.257	485
Caixa e equivalentes no início do período	5.545	5.060
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	6.802	5.545



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)

HIGHLIGHTS (R\$ MM) 4Q22	4Q22	4Q21	Δ %	2022	2021	Δ %
Net Operating Revenue	10,921	11,388	(4%)	40,822	41,120	(1%)
Gross Margin	4,257	4,011	6%	16,201	14,146	15%
Operating Expenses	(1,118)	(1,013)	10%	(3,932)	(3,526)	12%
EBITDA	2,835	2,411	18%	11,582	9,856	18%
Financial Income (Loss)	(947)	(909)	4%	(3,800)	(2,283)	66%
Profit assigned to controlling shareholders	936	635	47%	4,718	3,925	20%
Financial Asset (Concession)	429	424	1%	1,339	1,579	(15%)
IFRS 15	122	335	(64%)	760	1,209	(37%)
GSF	-	-	-	-	222	(100%)
Asset Exchange / Belo Monte Adjustment	(201)	(482)	(58%)	(201)	(482)	(58%)
EBITDA Caixa	2,485	2,134	16%	9,684	7,328	32%



OPERATING INDICATORS						
Distributed Energy (GWh) (1)	16,967	17,207	(1.4%)	66,777	67,322	(0.8%)
Injected Energy (GWh) (1)	19,350	19,710	(1.8%)	76,107	77,042	(1.2%)
Number of Customers (thousand) (1)	16,037	15,742	2%			

Financial Debt Indicators	2022	2021	Variation
Net Debt(2)/EBITDA(3)	3.15	3.12	0.03
Corporate Rating (S&P)	AAA	AAA	-

(1) Merely for the purpose of comparison, Neoenergia Brasília considers data between 01/01/21 and 03/01/2021, period prior to its merger.

(2) Net Debt of cash and cash equivalents, short-term investments and securities.

(3) EBITDA 12 months

Adjusted EBITDA (Cash) grew by 32% reaching R\$9.7 billion in 2022, an increase equivalent to 16% in the quarter.

- Profit of R\$936 million in the 4Q22 (+47% vs. 4Q21) and R\$4.7 billion in 2022 (+20% vs. 2021);
- Capex of R\$9.9 billion in 2022 (+6% vs. 2021), mainly due to the expansion and improvement of Distributors' networks and new wind, solar and transmission projects;
- Net Debt/EBITDA of 3.15x in the 4Q22 (3.12x in 4Q21);
- Losses keep dropping. Neoenergia Brasília met its regulatory limit 2 years ahead of the business plan forecast. Neoenergia Elektro and Cosern remain within the regulatory limit, while Neoenergia Coelba and Pernambuco continue to seek regulatory levels;
- In 2022, Neoenergia Brasília meets DEC and FEC quality indicators, 1 year ahead of the business plan;
- Success in completing the tender offer process of Neoenergia Pernambuco, with the holding of the Extraordinary General Meeting – EGM, reaching 100% of Neoenergia's interest in the company's capital, and Conversion of Registration to Category B;
- Neoenergia Brasília tariff reset with an average effect for the consumer of 11.17%, including ICMS reduction, effective as of November 3, 2022;
- Entering into an Asset Swap with Eletrobras, which will result in the consolidation of 100% of the Dardanelos hydroelectric plant and an increase in the stake of Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern and Afluente T, and in the divestment of the Teles Pires and Baguari hydroelectric plants.

4Q22 TELECONFERENCE
 Thursday, February 16, 2023
 Time: 10:00 (BRT) | 8:00 (ET)
 (with simultaneous translation into English)
Telephone number for connection: +55 (11) 3181-8565 or +55 (11) 4090-1621
EUA/Canada: (Toll Free) +1 844 204-8942 – **(Dial In)** +1 412 717-9627
Other countries: +1 412 717-9627 or +55 (11) 3181-8565
Password: Neoenergia
Access to Webcast: <https://choruscall.com.br/neoenergia/4q22.htm>

NEOENERGIA S.A., DISCLOSES THE RESULTS FOR THE FOURTH QUARTER (4Q22) AND FOR THE FISCAL YEAR OF 2022 BASED ON MANAGEMENT ANALYSES THAT THE BOARD OF DIRECTORS UNDERSTANDS TO TRANSLATE THE COMPANY'S BUSINESS IN THE BEST MANNER, AND RECONCILED WITH THE INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS (IFRS)

TABLE OF CONTENTS

MESSAGE FROM THE PRESIDENT	4
1. OPERATING PERFORMANCE	6
1.1. NETWORKS	6
1.2. Renewables	15
1.3. Liberalized	18
2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	18
2.1. Consolidated	18
2.2. Network	20
2.3. Renewables	26
2.4. Liberalized	28
3. EBITDA	29
4. FINANCIAL INCOME	29
5. INVESTMENTS	30
5.1. Networks	30
5.2. Renewables	31
5.2.1. Wind Farms	31
5.2.2. Solar Parks	31
5.2.3. Hydroelectric Plants	31
5.3. Liberalized	31
6. INDEBTEDNESS	32
6.1. Debt Situation and Financial Leverage	32
6.2. Debt amortization schedule	32
6.3. Debt Profile	33
7. RATING	34
8. CAPITAL MARKETS	34
9. ESG	34
10. OTHER MATTERS	36

10.1.	Low-Income Customers	36
10.2.	Neoenergia Brasília Tariff Reset	36
10.3	Tender Offer Neoenergia Pernambuco, EGM and Conversion of Registration to Category B	36
10.4	Assets Swap with Eletrobras	37
10.5	Shareholders' Compensation	37
11.	RECONCILIATION NOTE	38
	ANNEX I – Renewable Assets Under Construction	39
	ANNEX II – Management I/S by Segment	40
	ANNEX III – Balance Sheet by Segment	41
	ANNEX IV – Consolidated Cash Flow	42

MESSAGE FROM THE PRESIDENT

With the resilience of our diversified and integrated business model, and supported by a sustainable growth strategy, we ended 2022 with an EBITDA of R\$ 11.6 billion, 18% in excess of that of 2021, and we reached net profits of R\$4.7 billion, a 20% growth compared to the previous year. We maintained our cost discipline, improved the cost efficiency indicator by some 100 bps (Opex / Gross Margin), reflecting the expansion of our business portfolio with profitability gains.

Still in 2022, in addition to solid results, we advanced in two important stages of our portfolio optimization plan: we announced the asset swap with Eletrobras, in which we will take over 100% control of the Dardanelos hydroelectric power plant, in addition to Eletrobras' residual stakes in assets of our control, in exchange for our interest in the Baguari and Teles Pires plants; and we also carried out the Tender Offer of Neoenergia Pernambuco after which we now hold 100% of the distributor's shares.

Supported by a clear sustainable expansion strategy, in 2022 we invested more than R\$ 9.9 billion in our distribution and transmission networks and in clean and affordable energy, as well as in the development of smart energy solutions.

In distribution, we invested R\$5.4 billion in the expansion, reliability and intelligence of our networks, focusing on the experience and increased satisfaction of our 16 million customers. Within the Digital Connection project, we delivered the Customer Relations Management platform (CRM), an important lever for the implementation of new products and services, as well as the complete integration of service channels.

At Neoenergia Brasília, a concessionaire acquired in March 2021, we reached a record EBITDA of R\$350 million and continued to improve our operating ratios: since the acquisition, we have improved DEC by 25%, FEC by 19%, and have covered regulatory losses. We also made progress in the multi-year investment plan for the distributor, focusing on standardization, and improving the quality of service and customer service in the Federal District.

In the transmission segment, we invested R\$ 2.6 billion, powering the Jalapão (728 km) and Rio Formoso (210 km) lines, both ahead of schedule, in addition to delivering sections of other lots under construction, totaling an additional Permitted Annual Revenue (RAP) of R\$ 200 million. We carried on investing in high profitability growth, winning Lots 2 and 11 of the June 2022 Transmission Auction.

We also invested in expanding our renewable park, with the early delivery of the Oitis Wind Complex (567 MW), between the states of Piauí and Bahia, which ended the year with 70% of its capacity in operation (commercial + tests). We also started operating our first solar park, Luzia (149 MWp), in Paraíba, which stands out for its pioneering spirit in the association process with the Chafariz Wind Farm, in Paraíba, thus optimizing transmission costs.

In addition to developing our portfolio of renewable projects, we continue to work on strategic partnerships to enable new technologies, decarbonization and clean industrial solutions. We signed memorandums of understanding with companies and state governments for the development of green hydrogen and offshore wind projects, and we have actively participated in the development of the regulation of these energy solutions in the country.

Sustainability is the basis of our business model and we remain committed to the environment and the socioeconomic development of the places where we operate. Seeking to ensure transparency to this commitment, in July 2022, we disclosed Neoenergia's 16 ESG goals, making public our drives for 2025 and 2030, such as reducing carbon emissions and increasing diversity in our workforce.

With ESG actions integrated into our daily business, we already made important progress in 2022, such as the 30% increase in the number of women in our field teams, all trained in the pioneering project of our electrician schools.

We also seek to direct incentive resources towards innovative and decarbonization solutions, such as the solar plant we are building in the Fernando de Noronha water reservoir and the Trilha Verde (Green Trail), which expands electric mobility on the island; projects that, with R&D and Energy Efficiency resources, effectively contribute to reducing the island's energy deficit.

This sustainable performance, recognized by our maintenance in the Corporate Sustainability Index (ISE) of B3 and other sustainability indices in the market, allows us access to differentiated lines of credit, such as the financing agreement between the International Finance Corporation (IFC) and Neoenergia Coelba: the Super Green Loan, the first granted to an energy distributor in the world, and which offers competitive conditions and reduces the cost of debt with the achievement of ESG goals.

I also point out Neoenergia's commitment to solid governance processes, based on the guidelines of the Brazilian Institute of Corporate Governance (IBGC). We were recognized for the second consecutive year by the Troféu Transparência (Transparency Trophy), granted by the Brazilian Association of Finance, Administration and Accounting Executives (Anefac), in addition to being featured in 'The Sustainability Yearbook 2022', by S&P.

Finally, I emphasize that the electricity sector is going through a moment of profound transformations, with the prospect of total market liberalization in the coming years. Anticipating this new reality, we have invested not only in the quality of service and the offer of solutions and services to our customers, but also in strengthening our brand, with actions focused on our values and commitments, such as diversity and women's empowerment. .

In this context, I reinforce the commitment of the entire Neoenergia Group with our purpose and long-term strategy, and I thank all our shareholders, customers and partners for their trust!

Eduardo Capelastegui
CEO Neoenergia

1. OPERATING PERFORMANCE

The Neoenergia Group has three segments, which are presented as follows: (i) Networks – distribution and transmission; (ii) Renewables – wind, hydroelectric and solar generation and (iii) Liberalized – thermal generation and energy commercialization.

1.1. NETWORKS

1.1.1. Distributors

1.1.1.1 Number of Consumers

Neoenergia distributors ended 2022 with 16 million active consumers. Compared to 2021, there was an increase of 295 thousand consumers (+1.9%). The table below reflects the number of active consumers at the end of 2022 by distributor.

Number of Customers (thousand)	4Q22					4Q21					VARIATION							
	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSEN	NEOENERGIA ELETRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSEN	NEOENERGIA ELETRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSEN	NEOENERGIA ELETRO	NEOENERGIA BRASÍLIA
Residential	14,215	5,767	3,555	1,365	2,494	1,034	13,907	5,630	3,484	1,337	2,450	1,006	308	138	70	28	45	28
Industrial	37	10	5	1	20	1	40	13	5	1	20	1	(3)	(3)	0	0	(0)	(0)
Commercial	1,098	434	228	110	208	119	1,076	421	227	107	204	118	22	13	1	3	4	1
Rural	520	202	130	51	126	10	551	218	139	54	129	11	(31)	(16)	(9)	(3)	(3)	(0)
Other	168	69	33	28	31	6	167	70	34	27	31	7	1	(1)	(0)	1	1	(0)
Total	16,037	6,482	3,950	1,555	2,879	1,171	15,742	6,352	3,888	1,526	2,833	1,143	295	130	62	29	46	28

1.1.1.2 Market Evolution

Distributed energy (captive + free + supply) was 16,967 GWh in the 4Q22 (-1.4% vs. 4Q21) and 66,778 GWh in 2022 (-0.8% vs. 2021).

The distributed energy values by distributor and by type of customer are shown in the table below:

Distributed Energy (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSEN			NEOENERGIA ELETRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDATED		
	4Q22	4Q21	%	4Q22	4Q21	%	4Q22	4Q21	%	4Q22	4Q21	%	4Q22	4Q21	%	4Q22	4Q21	%
Residential	1,925	1,915	0.5%	1,389	1,412	(1.6%)	591	611	(3.3%)	1,235	1,293	(4.5%)	641	619	3.6%	5,780	5,850	(1.2%)
Industrial	218	236	(7.6%)	104	122	(14.8%)	46	55	(16.4%)	269	314	(14.3%)	10	15	(33.3%)	648	741	(12.6%)
Commercial	743	749	(0.8%)	520	555	(6.3%)	205	222	(7.7%)	501	543	(7.7%)	378	402	(6.0%)	2,346	2,471	(5.1%)
Rural	522	558	(6.5%)	139	183	(24.0%)	132	144	(8.3%)	209	281	(25.6%)	39	40	(2.5%)	1,040	1,206	(13.8%)
Others	665	650	2.3%	468	478	(2.1%)	158	156	1.3%	317	323	(1.9%)	316	295	7.1%	1,925	1,901	1.3%
Total Distributed Energy (captive)	4,073	4,108	(0.9%)	2,620	2,750	(4.7%)	1,131	1,187	(4.7%)	2,531	2,753	(8.1%)	1,385	1,371	1.0%	11,740	12,169	(3.5%)
Free Market + Supply	1,378	1,279	7.7%	1,030	1,058	(2.6%)	385	370	4.1%	2,109	2,018	4.5%	325	313	3.8%	5,227	5,036	3.8%
Total Distributed Energy (captive + free market)	5,451	5,387	1.2%	3,650	3,808	(4.1%)	1,516	1,557	(2.6%)	4,640	4,771	(2.7%)	1,710	1,684	1.5%	16,967	17,207	(1.4%)

Distributed Energy (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDATED		
	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%
Residential	7,536	7,614	(1.0%)	5,394	5,454	(1.1%)	2,350	2,439	(3.6%)	5,021	5,159	(2.7%)	2,448	2,458	(0.4%)	22,749	23,123	(1.6%)
Industrial	839	985	(14.8%)	445	500	(11.0%)	198	235	(15.7%)	1,125	1,222	(7.9%)	42	63	(33.3%)	2,648	3,005	(11.9%)
Commercial	2,989	2,878	3.9%	2,098	2,119	(1.0%)	821	854	(3.9%)	2,097	2,078	0.9%	1,466	1,494	(1.9%)	9,471	9,423	0.5%
Rural	2,102	2,328	(9.7%)	506	678	(25.4%)	397	476	(16.6%)	889	1,133	(21.5%)	144	152	(5.3%)	4,038	4,768	(15.3%)
Others	2,569	2,549	0.8%	1,849	1,863	(0.8%)	608	604	0.7%	1,280	1,292	(0.9%)	1,290	1,216	6.1%	7,595	7,523	1.0%
Total Distributed Energy (captive)	16,035	16,355	(2.0%)	10,292	10,614	(3.0%)	4,374	4,607	(5.1%)	10,411	10,883	(4.3%)	5,390	5,382	0.1%	46,502	47,841	(2.8%)
Free Market + Supply	5,346	4,910	8.9%	3,954	3,993	(1.0%)	1,470	1,424	3.2%	8,285	7,832	5.8%	1,220	1,322	(7.7%)	20,276	19,482	4.1%
Total Distributed Energy (captive + free market)	21,381	21,265	0.5%	14,246	14,607	(2.5%)	5,844	6,031	(3.1%)	18,696	18,715	(0.1%)	6,610	6,704	(1.4%)	66,778	67,323	(0.8%)

NOTE: Merely for the purpose of comparison, Neoenergia Brasília considers data from 01/01/21 to 03/01/2021, period prior to its merger.

In the 4Q22, residential consumption decreased in three of the five distribution companies, consolidating 5,780 GWh, 1.2% below that recorded in the 4Q21 and 22,749 GWh in 2022 (-1.6% vs. 2021), mainly influenced by lower temperatures and greater rainfall.

Consumption by the captive industrial class decreased by 12.6% in the 4Q22 vs. 4Q21. However, when free consumption is incorporated into the performance of this class, there is an increase of 1.7% in the 4Q22 and 1.9% in 2022, mainly explained by the sectors of extraction of metal minerals, paper and derivatives, oil and natural gas, and chemicals.

The captive commercial class consolidated 2,346 GWh in the 4Q22, -5.1% vs. 4Q21 and 9,471 GWh in the year, +0.5% vs. 2021 with emphasis on the 3.9% growth in Neoenergia Coelba.

The rural class showed a reduction of 13.8% vs. the 4Q21 and 15.3% vs. 2021, due to the higher volume of rainfall in the year, which generated lower demand for irrigation.

The other classes (public service, public administration, street lights and own use) totaled an increase of 1.3% in the 4Q22 vs. 4Q21 and 1.0% in 2022 vs. 2021, with emphasis on the Public Administration class.

1.1.1.3. Energy Balance

The injected energy in the 4Q22 was 19,350 GWh (-1.8% vs. 4Q21) and 76,107 GWh in 2022 (-1.2% vs. 2021) impacted by lower temperatures and higher rainfall, in addition to distributed generation. It is important to highlight that the impact of the increase in generation distributed in all concessions will be considered in the sizing of the market in the next tariff reviews, which will start in April 2023 (Neoenergia Coelba and Neoenergia Cosern) and August 2023 (Neoenergia Elektro).

ENERGY BALANCE (GWh)	4Q22	4Q21	4Q22 x 4Q21		2022	2021	2022 x 2021	
			Diff	%			Diff	%
CONSOLIDATED								
Captive Market	11,740	12,169	(429)	(3.5%)	46,502	47,841	(1,339)	(2.8%)
Free Market + Supply	5,227	5,036	191	3.8%	20,276	19,482	794	4.1%
Distributed Energy (A)	16,967	17,207	(240)	(1.4%)	66,778	67,323	(545)	(0.8%)
Lost Energy (B)	2,302	2,461	(159)	(6.5%)	9,334	9,788	(454)	(4.6%)
Non-billed (C)	81	42	39	92.9%	(6)	(68)	62	NA
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	19,350	19,710	(360)	(1.8%)	76,107	77,042	(935)	(1.2%)

 NEOENERGIA
COELBA

Captive Market	4,073	4,108	(35)	(0.9%)	16,035	16,355	(320)	(2.0%)
Free Market + Supply	1,378	1,279	100	7.7%	5,346	4,910	436	8.9%
Distributed Energy (A)	5,451	5,387	64	1.2%	21,381	21,265	116	0.5%
Lost Energy (B)	922	935	(12)	(1.4%)	3,666	3,845	(178)	(4.7%)
Non-billed (C)	(58)	(73)	15	(20.5%)	32	(162)	194	NA
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	6,315	6,248	67	1.1%	25,080	24,948	132	0.5%

 NEOENERGIA
PERNAMBUCO

Captive Market	2,620	2,750	(130)	(4.7%)	10,292	10,614	(322)	(3.0%)
Free Market + Supply	1,030	1,058	(27)	(2.6%)	3,954	3,993	(39)	(1.0%)
Distributed Energy (A)	3,650	3,808	(158)	(4.1%)	14,246	14,607	(361)	(2.5%)
Lost Energy (B)	680	802	(122)	(15.2%)	2,835	3,045	(210)	(6.9%)
Non-billed (C)	122	69	53	76.8%	53	(25)	78	NA
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	4,452	4,679	(227)	(4.9%)	17,135	17,628	(493)	(2.8%)

 NEOENERGIA
COSERN

Captive Market	1,131	1,187	(56)	(4.7%)	4,374	4,607	(233)	(5.1%)
Free Market + Supply	385	370	16	4.1%	1,470	1,424	46	3.2%
Distributed Energy (A)	1,516	1,557	(41)	(2.6%)	5,844	6,031	(187)	(3.1%)
Lost Energy (B)	140	178	(38)	(21.3%)	546	656	(110)	(16.8%)
Non-billed (C)	37	37	0	-	(24)	(0)	(24)	NA
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	1,693	1,772	(79)	(4.5%)	6,366	6,686	(320)	(4.8%)

 NEOENERGIA
ELEKTRO

Captive Market	2,531	2,753	(222)	(8.1%)	10,411	10,883	(472)	(4.3%)
Free Market + Supply	2,109	2,018	91	4.5%	8,285	7,832	453	5.8%
Distributed Energy (A)	4,640	4,771	(131)	(2.7%)	18,696	18,715	(19)	(0.1%)
Lost Energy (B)	342	325	17	5.2%	1,399	1,301	98	7.5%
Non-billed (C)	5	(17)	22	NA	(63)	60	(123)	NA
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	4,987	5,079	(92)	(1.8%)	20,032	20,076	(44)	(0.2%)

		1,385	1,371	14	1.0%	5,390	5,382	8	0.1%
Captive Market		325	313	12	3.8%	1,220	1,322	(102)	(7.7%)
Distributed Energy (A)		1,710	1,684	26	1.5%	6,610	6,704	(94)	(1.4%)
Lost Energy (B)		218	222	(4)	(1.8%)	888	941	(52)	(5.6%)
Non-billed (C)		(25)	26	(51)	NA	(4)	59	(64)	NA
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)		1,903	1,932	(29)	(1.5%)	7,494	7,704	(210)	(2.7%)

NOTE: Merely for the purpose of comparison, Neoenergia Brasília considers data from 01/01/21 to 03/01/2021, period prior to its merger.

1.1.1.4. Losses

Energy losses are monitored by using a percentage index that calculates the ratio between injected energy and billed energy, accumulated over a 12-month period. Based on this methodology, we show below the evolution of the indicator and the comparison with the tariff coverage.

DISCOS	Losses 12 months (%)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	ANEEL 2022
NEOENERGIA COELBA	10.63%	10.63%	10.63%	10.66%	10.61%	4.14%	4.49%	4.47%	3.90%	4.01%	14.77%	15.12%	15.09%	14.56%	14.63%	14.24%
NEOENERGIA PERNAMBUCO	8.20%	8.38%	8.53%	8.60%	8.60%	8.93%	8.73%	8.61%	8.17%	7.98%	17.13%	17.11%	17.14%	16.77%	16.58%	14.97%
NEOENERGIA COSERN	8.39%	8.37%	8.32%	8.36%	8.28%	1.39%	1.27%	0.83%	0.23%	-0.17%	9.78%	9.63%	9.14%	8.59%	8.12%	10.72%
NEOENERGIA ELEKTRO	5.95%	6.09%	6.02%	5.99%	5.98%	0.59%	0.34%	0.27%	0.40%	0.60%	6.55%	6.43%	6.28%	6.39%	6.57%	7.95%
NEOENERGIA BRASÍLIA	7.48%	7.63%	7.77%	8.04%	8.22%	5.25%	5.02%	4.63%	4.14%	3.21%	12.73%	12.65%	12.40%	12.18%	11.42%	11.78%

DISCOS	Total Losses 12 months (GWh)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	ANEEL 2022
NEOENERGIA COELBA	2,652	2,640	2,657	2,666	2,662	1,033	1,115	1,116	975	1,006	3,685	3,754	3,773	3,641	3,668	3,546
NEOENERGIA PERNAMBUCO	1,446	1,470	1,496	1,493	1,474	1,574	1,531	1,511	1,418	1,367	3,020	3,002	3,007	2,911	2,842	2,509
NEOENERGIA COSERN	561	555	546	539	527	93	84	54	15	(11)	654	639	600	553	517	701
NEOENERGIA ELEKTRO	1,195	1,225	1,214	1,206	1,197	119	68	54	80	120	1,314	1,293	1,268	1,285	1,317	1,614
NEOENERGIA BRASÍLIA	577	584	591	605	616	404	384	353	312	240	981	968	944	917	856	882

NOTE: (1) Due to the fact that the calculation period for the December 2022 loss indicator falls after the disclosure period of this report, the data presented are estimated. The 2021 indicators were adjusted for the final calculation. The table in 2Q22, 3Q22 and 4Q22 normalizes the impact of ANEEL Normative Resolution 1000/2021.

Total losses continued on a downward course in the last 12 months and retreated in three of the five distributors when compared to the 3Q22, with emphasis on Neoenergia Brasília, which met the regulatory limit 2 years ahead of the acquisition business plan schedule. Neoenergia Coelba and Neoenergia Pernambuco continue to seek regulatory levels.

As of the 2Q22, losses were affected by ANEEL Normative Resolution 1000/2021, which extended the period of full defense, thus increasing the period between inspections and invoice issuance, which increases the unbilled amount, affecting the loss indicator. This effect is temporary and will carry over into the 12-month view. Furthermore, there is no impact on the Company's Economic Result.

Neoenergia Coelba showed total 12-month losses in the 4Q22 of 14.75%, which excluding the impact of REN 1000 would be 14.63%, in line with the 3Q22, and is on track to reach the regulatory level of 14.24%.

At Neoenergia Pernambuco, total 12-month losses ended the 4Q22 at 16.86%, which excluding the impact of the REN 1000 it would be 16.58%, below the level of the 3Q22. Neoenergia Pernambuco is also seeking the regulatory level of 14.97%.

The total 12-month losses at Neoenergia Cosern ended the period at 8.19%, which excluding the impact of the REN 1000 it would be 8.12%, lower than that of the 3Q22 level, thus remaining below the regulatory limit of 10.72%.

Neoenergia Elektro ended the 4Q22 at 6.67%, and excluding the impact of the REN 1000 it would be 6.57%, in line with the 3Q22 and below its regulatory limit of 7.95%.

Finally, and the highlight of the quarter, in the 4Q22, Neoenergia Brasília achieved the goal of bringing the level of losses below its regulatory limit of 11.78% 2 years ahead of the business plan assumption of meeting that limit in 3 years. The distribution company recorded 12-month losses of 11.79%, which without the impact of the REN 1000 it would be 11.42%, the 8th consecutive quarter of reductions in the indicator, a reflection of the turnaround that has been carried out and consequent consolidation of the management of the Neoenergia Group.

In 2022, the anti-loss actions that follow were carried out at Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro:

- i. More than 460 thousand inspections were carried out, recovering more than 352 GWh;
- ii. Replacement of more than 452,000 obsolete meters with more modern equipment;
- iii. Regularization of more than 119,000 illegal connections; and
- iv. Survey and Inspection of Street Lights at more than 903 thousand points, recovering more than 65 GWh.

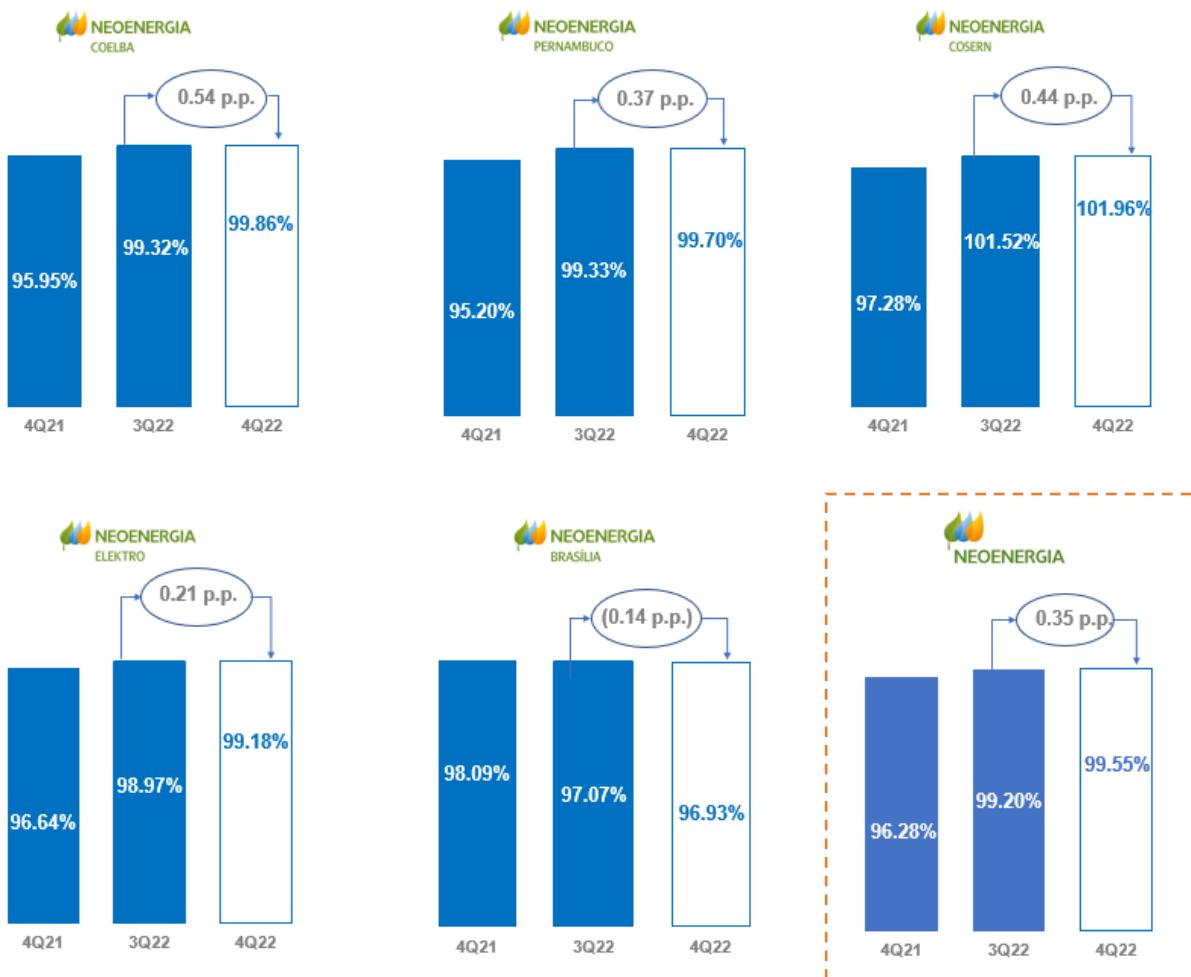
At Neoenergia Brasília, the actions that follow are worthy of highlight for 2022:

- i. More than 97 thousand inspections in consumer units, recovering more than 88 GWh;
- ii. Regularization of more than 10 thousand illegal connections; and

Replacement of more than 21 thousand obsolete energy meters with more modern equipment.

1.1.1.5. Collection and default

The charts below display the collection rate, which is the ratio between the collection of the last 12 months over past due bills and Neoenergia's 12-month billing.



Note: the methodology for calculating Neoenergia Brasília's collection index has been adjusted to match that of the other distributors of the Group.

Based on the charts above, one can see that the collection levels in the 12-month view remain high, confirming the success of collection actions. The consolidated collection rate was 99.55% in the 4Q22 (+0.35 p.p. vs. 3Q22 and +3.27 p.p. above the 4Q21).

PECLD/ ROB		4Q21	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	4Q21 x 4Q22	2022	2021	Var.	Regulatory Limit
	<i>ROB</i>	3.761	3.871	3.756	3.322	3.502	(6,90%)	14.450	13.553	6,62%	14.450
	<i>PECLD</i>	42	55	50	44	45	6,92%	194	165	17,20%	234
	<i>Default</i>	1,12%	1,41%	1,33%	1,33%	1,28%	0,17 p.p.	1,34%	1,22%	0,12 p.p.	1,62%
	<i>ROB</i>	2.603	2.555	2.367	2.021	2.223	(14,60%)	9.166	9.249	(0,90%)	9.166
	<i>PECLD</i>	57	58	49	51	38	(34,08%)	195	176	11,11%	153
	<i>Default</i>	2,20%	2,25%	2,06%	2,54%	1,70%	(0,50 p.p.)	2,13%	1,90%	0,23 p.p.	1,67%
	<i>ROB</i>	1.028	980	914	849	939	(8,69%)	3.682	3.652	0,83%	3.682
	<i>PECLD</i>	3	(2)	8	3	3	9,94%	12	7	62,63%	21
	<i>Default</i>	0,30%	(0,21%)	0,88%	0,30%	0,36%	0,06 p.p.	0,32%	0,20%	0,12 p.p.	0,57%
	<i>ROB</i>	2.713	2.949	2.417	2.335	2.672	(1,51%)	10.374	9.769	6,19%	10.374
	<i>PECLD</i>	27	23	14	21	30	12,43%	88	87	0,34%	52
	<i>Default</i>	0,99%	0,77%	0,56%	0,91%	1,13%	0,14 p.p.	0,85%	0,89% (0,05 p.p.)	0,50%	
	<i>ROB</i>	1.246	1.225	1.092	942	1.122	(9,97%)	4.381	4.197	4,38%	4.381
	<i>PECLD</i>	(14)	(1)	2	15	9	NA	24	(36)	NA	25
	<i>Default</i>	(1,16%)	(0,10%)	0,16%	1,58%	0,76%	1,92 p.p.	0,55%	(0,86%)	1,41 p.p.	0,56%

NOTE: PECLD considers the accrued amount + restatement. Data regarding Neoenergia Brasília prior to 03/02/21 are shown merely for the effect of comparison

In the 4Q22, several collection actions were carried out at Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro in order to reduce the default rate and consequently improve collection. Among them, we point out:

- i. Carrying out of 403 thousand supply interruptions by way of actions in georeferenced areas, mapping the location of customers with the highest rates of default in order to optimize actions;
- ii. Follow-up of 93 thousand customers' facilities that had supply interrupted and did not request a reconnection fee, in order to avoid losses in the process due to fraud or disconnections;
- iii. Negative entries of 3.3 million consumers;
- iv. 3.6 million outsourced collections by collection advisory services;
- v. Telephone collections totaling 47 million contacts via SMS and IVR;
- vi. Collection via e-mail amounting to 34 million contacts;
- vii. Systematic actions for Large Customers and negotiations with public agencies;
- viii. Use of new technologies in order to make available the option to pay energy bills using a debit card and also, for customers with two or more outstanding bills, payment using a credit card;
- ix. Negotiation campaign for debts overdue for more 180 days.

It is worthy of pointing out the actions implemented at Neoenergia Brasília in the quarter:

- i. Carrying out of 31.7 thousand supply interruptions at commercial and industrial customers;
- ii. Follow-up of 12.6 thousand facilities of customers who had supply interrupted and did not request the reconnection fee;
- iii. Negative entries of 190 thousand consumers in SPC, Serasa and Boa Vista;
- iv. Protests of de 236 titles with registry offices;
- v. 864 thousand outsourced collections by collection advisory services;
- vi. Collection of 4.3 million customers contacted via SMS and IVR;
- vii. 2.8 million e-mail collections;
- viii. Systematic actions for Large Customers and negotiations with government agencies;
- ix. Use of new technologies in order to make available the option to pay energy bills using debit and credit cards;
- x. Negotiation campaign for debts overdue for more 180 days.

1.1.1.6. DEC and FEC (12 months)

The quality of the energy supply is verified mainly by the indicators DEC - Equivalent Interruption Duration per Consumer and FEC - Equivalent Interruption Frequency per Consumer, which measure failures in the distribution network. All distributors are below the regulatory limit for both DEC and FEC. Highlight for Neoenergia Brasília, which met the DEC limit in this quarter and the FEC since the 1Q22. It is worth remembering that in the business plan for the acquisition, these indicators were anticipated to attain the limit by 2023. One-off worsening in the indicators of Neoenergia Coelba and Neoenergia Cosern when compared to the same period of the previous year due to heavy rains in 2022.



NOTE: Indicators 12 months without supplier. Due to the fact that the period for calculating the quality indicators falls after the publication period of this report, the data showed are estimated. The 2021 indicators were adjusted for the final calculation.

1.1.2. Transmission Lines

1.1.2.1. Transmission Assets in operation

In the 4T22, nine transmission assets were operating (Afluente T, Narandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados, Jalapão and Santa Luzia).

Dec/2019 auction

In January 2023 the Rio Formoso line also started operation. Powered in December 2022, with the release of RAP in 2023, the lot was delivered with 25% of Capex savings compared to Aneel estimate, and 14 months ahead of the regulatory term, confirming once more Neoenergia operational ability.

Auction	Lot	Name	Location	Extension (Km)	Substation	RAP ² (R\$ MM)	Operation Start	Line Availability Rate (%)			
								2019	2020	2021	2022
-	-	Afluente T	BA	489	3 substations	68	1990	99.88	99.97	99.83	99.90
Auction Jun' 08	E	Narandiba ¹	BA	-	1 substation	16	Jun' 11	99.94	99.97	99.98	99.95
Auction Jun' 11	G	Extremoz II ¹	BA	-	1 substation	5	Sep' 14	100.00	100.00	99.98	99.95
Auction May' 12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 substation	5	Jul' 15	99.94	99.97	99.98	99.95
Auction Jan' 13	G	Potiguar Sul	RN/PB	190	-	32	Nov' 16	99.68	99.93	99.98	99.91
	4	Dourados	MS	581	1 substation	89	Aug' 21	-	-	99.98	99.99
Auction Abr' 17	20	Atibaia	SP	-	1 substation	18	Dez' 19	-	99.99	99.90	100.00
	22	Biguaçu	SC	-	1 substation	18	Jul' 20	-	100.00	99.92	99.97
	27	Sobral	CE	-	1 substation	16	Jan' 20	-	100.00	99.98	99.99
Auction Dec' 17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 substation	76	Nov' 21	-	-	-	100.00
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	167	Jan' 22	-	-	-	99.99
Auction Dec' 19	9	Rio Formoso	BA	210	2 substations	22	Jan' 23	-	-	-	-

NOTE: Afluente T arised from the devverticalization of Neoenergia Coelba.

¹ Narandiba consists of 3 substations: SE Narandiba, SE Extremoz II and SE Brumado II.

² RAP ratified (2022-2023 Cycle). RAP Afluente T: R\$ 61.1 M Active RAP and R\$6.4 M RAP Anticipated (reinforcements).

The limit set out by the National System Operator (ONS) stipulates availability between 95% and 98% as normal. This indicator guides the quality of service assessed by ANEEL based on the availability of the transmission system. In the last four years, the group's transmission lines have been available above the upper limit defined by ONS, pursuant to the table above.

1.1.2.2. Environmental Licenses and Progress of Transmission Assets Construction

	Transmission Projects Status			LICENSES	RAP (1) R\$ (MN)	CAPEX Aneel R\$ (MN)	Entry in Operation (Aneel)	End of Concession	
	LP	LI	LO						
Auction Dec'2018	Lot 2	Guanabara	81%	✓ ✓	▲	149	1,331	Mar'24	Mar'49
	Lot 3	Itabapoana	85%	✓ ✓	▲	88	754	Mar'24	Mar'49
	Lot 1	Vale do Itajaí	52%	✓ ✓	▲	247	2,792	Mar'24	Mar'49
Auction Dec'2020	Lot 14 Lagoa dos Patos			61%	■ ■ ■	154	1,215	Mar'24	Mar'49
	Lot 2	Morro do Chapéu	9%	✓ ✓	▲	192	1,997	Mar'26	Mar'51
Auction Dec'2021	Lot 4	Estreito	21%	N/A N/A N/A		41	661	Mar'26	Mar'51
Auction Jun'2022	Lot 2	Alto Paranaíba	1%	▲ ▲ ▲		360	4,938	Set'27	Set'52
	Lot 11	Paraiso	1%	✓ ■ ▲		38	499	Set'26	Set'52

(1) RAP 2022/2023 cycle.

Completed	✓
Partially Completed	■
In progress	●
To be started	▲

LP = Preliminary License

LI = Installation License

LO = Operational License

Below is the status of transmission lots projects currently under construction:

December/2018 auction:

- Lot 1 (Vale do Itajaí) – Licenses granted for all substations and transmission lines. Works in progress in all sections.
- Lot 2 (Guanabara) – Licenses granted for all substations and transmission lines. Works in progress in all sections.
- Lot 3 (Itabapoana) – Licenses issued. Works in progress.
- Lot 14 (Lagoa dos Patos) – Approval of Installation license (IL) for section 6 underway (LT Siderópolis 2 – Forquilhinha). Works of LT Sta. Maria – Livramento and LT Povo Novo – Guaíba 3 in progress, operation anticipated to start in 2023. Pending PL – Prior License for the section Capivari do Sul - Siderópolis 2 corresponding to 36% of the RAP of the lot.

December/2020 auction:

- Lot 2 (Morro do Chapéu) – Licenses granted for all sections. Medeiros Neto substation works in progress and mobilization started on the works of the transmission line.

December/2021 auction:

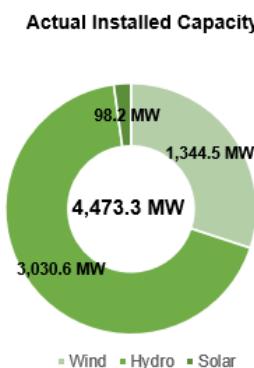
- Waiver of licensing issued by the environmental agency and works in progress.

June/2022 auction:

- Lot 2 (Alto Paranaiba) – Concession agreement entered into on 09/30/22. Executive design in progress and 92% of Capex contracted, with currency and commodity hedging.
- Lot 11 (Paraíso) – Concession contract entered into on 09/30/22. Executive design in progress. PL already completed and IL ratified by the agency. The rectification of PSAs (Plant Suppression Authorization) is under analysis. 97% of Capex contracted, hedged with currencies and commodities.

1.2. Renewables

The assets in operation and under construction amount to 44 wind farms, 7 hydroelectric plants and 2 solar parks.



1.2.1. Wind Farms and Solar Parks

The Company ended 2022 with 42 wind farms in operation with an installed capacity of 1,345 MW and 2 solar parks with an installed capacity of 98 MW.

The portfolio of wind assets will total 1.6 GW in the coming months, of which 51% will be allocated to the Regulated Contracting Environment (ACR) and 49% to the Free Contracting Environment (ACL), in line with the positioning strategy in the Brazilian energy market liberalization.

Wind in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Concession Date	End of Concession
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30.0	13.0	10/29/2012	10/28/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30.0	14.7	2/7/2011	2/6/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30.0	11.2	2/24/2011	2/23/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30.0	13.9	4/28/2011	4/27/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30.0	13.9	5/30/2011	5/29/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49.3	17.9	12/19/2001	12/18/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28.0	12.9	3/4/2011	3/3/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20.0	8.8	2/28/2011	2/27/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30.0	18.5	11/20/2014	11/19/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30.0	17.3	11/14/2014	11/13/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24.0	13.1	11/14/2014	11/13/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30.0	12.8	5/9/2011	5/8/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30.0	13.5	5/19/2011	5/18/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30.0	13.7	6/2/2011	6/1/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31.5	17.7	8/4/2015	8/3/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	17.5	8/4/2015	8/3/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	18.7	8/4/2015	8/3/2050
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.2	6/21/2018	6/20/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34.7	17.4	6/21/2018	6/20/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.2	6/21/2018	6/20/2053
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34.7	17.8	2/5/2019	2/4/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34.7	16.6	2/5/2019	2/4/2054
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31.2	15.2	6/21/2018	6/20/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.3	6/21/2018	6/20/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34.7	17.2	6/26/2018	6/25/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20.8	10.2	6/26/2018	6/25/2053
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34.7	16.3	6/26/2018	6/25/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34.7	16.8	2/5/2019	2/4/2054
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34.7	16.5	6/26/2018	6/25/2053
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24.3	11.6	2/5/2019	2/4/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34.7	17.2	2/5/2019	2/4/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13.9	5.8	2/5/2019	2/4/2054
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49.5	26.1	11/29/2019	11/28/2054
OITIS 2	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	27.5	14.3	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 3	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	24.4	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 4	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	24	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 5	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	23.8	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 6	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	24.3	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 7	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	25.6	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49.5	25.5	11/29/2019	11/28/2054
OITIS 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44.00	20.8	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49.50	22.22	12/24/2019	12/23/2054

Notes: (1) Oitis 3 is partially completed, with 22MW in operation; (2) Oitis 4 is partially completed, with 11 MW in operation; (3) Oitis 5 is partially completed, with 16.5 MW in operation; (4) Oitis 6 is partially completed, with 44 MW in operation; (5) Oitis 21 is partially completed, with 38.5 MW in operation.

In the coming months, the portfolio of solar assets will amount to 118 MW with the completion of the Luzia Solar Complex.

Fotovoltaicas em operação	Neoenegria Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Concession Date	End of Concession
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	58.93	17.3	5/29/2020	5/29/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	58.93	17.3	5/29/2020	5/29/2055

Note: The Luzia Solar Complex is partially completed, with 98 MW already in operation.

In the 4Q22 wind and solar energy generated was 1,072 GWh, 41.46% above the 4Q21. In the year, generation reached 3,934 GWh, +70.07% in excess of that of 2021. Highlight on higher wind power in the quarter and the start of partial commercial operation in the 3Q22 of the Oitis Wind Complex and the Luzia Solar Complex, in addition to the generation from Chafariz. Availability for the quarter was above 97% as scheduled.

1.2.1.1. Evolution of wind farms and solar parks construction

Physical Progress	LICENSES		
	LP	LI	LO
Oitis Complex	✓	✓	█
Luzia Solar Complex	✓	✓	█
Completed	✓		
Partially Completed	█		
In Progress	█		
To be started	█		

LP = Prior License
 LI = Installation License
 LO = Operational License

Oitis ended 2022 with 357.5 MW in operation (commercial and in test). In all, there will be 103 windmills, GE 158 model, with a unit capacity of 5.5 MW, one of the most modern and efficient on the global market. OL's have already been issued for the 12 parks of the complex, and the forecast is that the start of operation of the entire complex, which has total installed capacity of 566.5 MW, will take place in the coming months.

In December 2020, Neoenergia announced the Luzia solar project, in Paraíba, which comprises 149MWp and 118MW of installed capacity. All of its energy is traded on the ACL, 100% of which has already been sold until 2026. The project has high synergy with the Chafariz Complex and TL Santa Luzia. On May 31, 2022, the generation of the park began in the form of test operation and in the 3Q22 part of the complex started commercial operation. By the end of 2022, 145 MWp were already in operation. The complete start of full commercial operation will take place in the coming months. It is worth mentioning that Luzia has the guaranteed right of association with the Chafariz Wind Complex, thus having a reduced TUST cost.

1.2.2. Hydroelectric Plants

Neoenergia has a stake in 7 hydroelectric plants (with direct and indirect interest): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu and Belo Monte.

Hydro Plants in Operation	Neoenegria Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Date of Concession	End of Concession
						Authorization	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462.0	209.1	5/28/1999	5/15/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96.5	49.3	11/7/2001	4/22/2040
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140.0	84.7	8/15/2006	3/19/2046
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261.0	154.9	7/3/2007	6/28/2049
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1,819.8	939.4	6/7/2011	1/28/2047
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11,233.1	4,571.0	8/26/2010	7/10/2046
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350.2	172.4	8/20/2012	12/3/2049

NOTE: On September 17, 2021, Aneel approved an extension of the grant deadlines granting of hydroelectric plants participating in the Energy Reallocation Mechanism – MRE. On December 13, 2022, Aneel postponed the concession period of UHE Dardanelos by 220 days, by means of authorizing resolution No. 13,297.

1.3. Liberalized

1.3.1. Termopernambuco

Termopernambuco is a thermal plant included in the PPT (Priority Program for Thermal Plants). It has PPAs with Neoenergia Coelba (65MW) and Neoenergia Pernambuco (390MW) valid until 2024, which guarantee the plant's revenue. It has an installed capacity of 533 MW and assured energy of 504 MW. It is worth remembering that Termopernambuco won the Capacity Reserve Auction in December 2021, where all of its capacity available, 498 MW, was sold at a power price of R\$ 487,412.70 MW/year, with the start of supply on July 1, 2026, ensuring a fixed power revenue of R\$ 207 million per year. The contract is valid for 15 years.

In the 4Q22 Termopernambuco was not dispatched. In the year, mainly due to the lack of gas supply, there was also no generation. The effect on the Company's results is offset by the purchase of energy to meet its sales contracts at a Spot Price lower than the plant's variable unit cost.

2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

2.1. Consolidated

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Operating Revenue (1)	10,921	11,388	(467)	(4%)	40,822	41,120	(298)	(1%)
Costs with Energy (2)	(7,093)	(7,801)	708	(9%)	(25,960)	(28,553)	2,593	(9%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	3,828	3,587	241	7%	14,862	12,567	2,295	18%
Concession Financial Assets (VNR)	429	424	5	1%	1,339	1,579	(240)	(15%)
GROSS MARGIN	4,257	4,011	246	6%	16,201	14,146	2,055	15%
Operating Expenses	(1,118)	(1,013)	(105)	10%	(3,932)	(3,526)	(406)	12%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(120)	(104)	(16)	15%	(505)	(350)	(155)	44%
Fair Value Adj.	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equity Accounting	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	2,835	2,411	424	18%	11,582	9,856	1,726	18%
Depreciation	(611)	(531)	(80)	15%	(2,243)	(1,984)	(259)	13%
Financial Income (Loss)	(947)	(909)	(38)	4%	(3,800)	(2,283)	(1,517)	66%
IR/CS	(323)	(310)	(13)	4%	(752)	(1,523)	771	(51%)
Minority shareholdings	(18)	(26)	8	(31%)	(69)	(141)	72	(51%)
NET INCOME	936	635	301	47%	4,718	3,925	793	20%

(1) Considers Construction Revenue

(2) Considers Construction Costs

As expressed in Technical Guidance CPC 08, the recognition and measurement of variations between non-manageable costs effectively incurred in relation to approved tariffs are always classified in the Operating Revenue line as Amounts Receivable/Returnable from Parcel A and Other Financial Items. Considering that a large part of Parcel A is recorded as energy cost, the isolated analysis of revenue and cost variations can lead to distortions in the interpretation of the result for the period. In this way, the Company believes that it is more appropriate to explain the variations in the result based on the Gross Margin.

Neoenergia ended the 4Q22 with Gross Margin excluding Concession Financial Assets of R\$3,828 million, +7% vs. 4Q21, impacted by the effects: (i) of the 2022 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern effective as of the end of April/22 (variation of Parcel B: +14.14%, +14.82% and +14.75%

respectively), of Neoenergia Elektro, effective as of the end of August/22 (variation of Parcel B: +9.32%) and of Neoenergia Brasília, effective as of the beginning of November/22 (variation of Parcel B: + 5.2%); (ii) the 2021 Tariff Review of Neoenergia Brasília (+11.10%); and (iii) better results in the wind businesses due to the start of operation of the Chafariz and the Oitis Wind Farms.

In the year, Gross Margin without Concession Financial Assets was R\$14,862 million (+18% vs. 2021), explained by the same effects of the quarter, in addition to the 2021 Tariff Reviews and Tariff Resets of the distributors, and the higher margin in Termopernambuco.

Operating expenses amounted to R\$1,118 million in the 4Q22, +10% vs. 4Q21 and R\$3,932 million in 2022 (+12% vs. 2021). Normalizing the effect of Neoenergia Brasília in January and February 2021, the variation in the year is +10%, and excluding the new transmission and renewable businesses in 2022, that variation is reduced to +9%.

PECLD was R\$ 120 million in the quarter, +R\$16 million vs. 4Q21 and R\$ 505 million in 2022, higher by R\$ 155 million vs. 2021. Disregarding the positive R\$ 62 million from Neoenergia Brasília in 2Q21, the variation would be R\$ 93 million in the year. It is worth mentioning that Neoenergia ended the year with a consolidated collection of 99.55%, which demonstrates the control of the timely payment.

In the 4Q22, a -R\$ 201 million adjustment to fair value was recorded for the Teles Pires and Baguari hydroelectric plants, within the scope of the asset swap operation with Eletrobrás. It should be noted that, at the closing of the operation, there would be a positive adjustment for the Dardanelos hydroelectric plant, which will be accounted for in 2023, with a positive net effect for the Company. In the 4Q21, it is worth highlighting the negative impact of -R\$ 482 million relating to the Belo Monte adjustment to fair value, due to the decision to disinvest in the asset. Accordingly, the balances of investments in Belo Monte, Teles Pires and Baguari were transferred to the section "Non-current assets held for sale".

As a result of the effects presented, EBITDA was R\$ 2,835 million in the 4Q22 and R\$ 11,582 million in 2022 (+18% vs. 4Q21 and 2021). Adjusted EBITDA (Cash) was R\$2,485 million in the 4Q22 (+16% vs. 4Q21) and R\$ 9,684 million in 2022 (+32% vs. 2021).

The Consolidated Financial Result was -R\$ 947 million in the 4Q22, -R\$ 38 million vs. 4Q21 and -R\$ 3,800 million, -R\$ 1,517 million vs. 2022. This variation is mainly explained by higher expenses with debt charges, higher CDI, in addition to the increase in the average debt balance due to funding to Capex for new transmission, wind and solar projects, in addition to the Distributors.

Net income ended the quarter at R\$ 936 million (+47% vs. 4Q21) and the year at R\$ 4,718 million (+20% vs. 2021). It is worth highlighting the positive impact of the write-off of deferred liabilities, resulting from the merger of Bahia PCH III by Neoenergia Brasília, in the amount of R\$ 678 million in 3Q22.

2.2. Network

The result of the segment Networks contemplates both the performance of distributors and that of the transmission assets.

NETWORKS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	10,475	11,024	(549)	(5%)	39,218	39,678	(460)	(1%)
Costs with energy	(7,233)	(7,991)	758	(9%)	(26,908)	(29,162)	2,254	(8%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	3,242	3,033	209	7%	12,310	10,516	1,794	17%
Concession Financial Assets (VNR)	429	424	5	1%	1,339	1,579	(240)	(15%)
Gross Margin	3,671	3,457	214	6%	13,649	12,095	1,554	13%
Operating Expenses	(889)	(810)	(79)	10%	(3,243)	(2,854)	(389)	14%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(119)	(103)	(16)	16%	(500)	(349)	(151)	43%
EBITDA	2,663	2,544	119	5%	9,906	8,892	1,014	11%
Depreciation	(471)	(398)	(73)	18%	(1,695)	(1,515)	(180)	12%
Financial Income (Loss)	(857)	(751)	(106)	14%	(3,146)	(1,850)	(1,296)	70%
IR CS	(281)	(260)	(21)	8%	(477)	(1,303)	826	(63%)
NET INCOME	1,054	1,135	(81)	(7%)	4,588	4,224	364	9%

The Networks segment ended the 4Q22 with a Gross Margin, without Financial Concession Assets, of R\$ 3,242 million, +7% vs. 4Q21, impacted by the effects: (i) of the 2022 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern effective as of the end of April/22 (variation of Parcel B: +14.14%, +14.82% and +14.75%, respectively), of Neoenergia Elektro, effective as of the end of August/22 (variation of Parcel B: +9.32%) and of Neoenergia Brasília, effective as of the beginning of November/22 (variation of Parcel B: + 5.2%); and (ii) the 2021 Tariff Review of Neoenergia Brasília (+11.10%);

In the year, Gross Margin without Financial Concession Assets was R\$ 12,310 million (+17% vs. 2021), explained by the same effects of the quarter, in addition to the 2021 Tariff Reset of Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro (variation of Parcel B: +29.90%, +30.63% and +32.49%, respectively) and the 2021 Tariff Reviews of Neoenergia Pernambuco (+8.99%) and Neoenergia Brasília (+11.10%).

Operating expenses amounted to R\$ 889 million in the 4Q22, +10% vs. 4Q21 and R\$ 3,243 million in 2022 (+14% vs. 2021). Normalizing the effect of Neoenergia Brasília in January and February 2021 and new businesses (start of operation of the transmission projects of Santa Luzia, Jalapão, in addition to the fourth and fifth sections of Dourados) in 2022, the variation in the year is +11%.

PECLD was R\$ 119 million in the quarter, +R\$16 million vs. 4Q21 and R\$500 million in 2022, higher by R\$ 151 million vs. 2021. Disregarding the positive R\$ 62 million from Neoenergia Brasília in 2Q21, the variation would be R\$ 89 million in the year. It is worth mentioning that Neoenergia's distributors ended the year with a consolidated collection of 99.55%, which demonstrates the control of timely payment.

As a result of these effects, EBITDA was R\$ 2,663 million in the 4Q22 (+5% vs. 4Q21) and R\$ 9,906 million in 2022 (+11% vs. 2021). Adjusted EBITDA (Cash) was R\$ 2,112 million in the 4Q22 (+18% vs. 4Q21) and R\$ 7,807 million in 2022 (+28% vs. 2021).

Net income ended the quarter at R\$ 1,054 million (-7% vs. 4Q21) and the year at R\$ 4,588 million (+9% vs. 2021). It is worth highlighting the positive impact of the write-off of deferred liabilities, resulting from the merger of Bahia PCH III by Neoenergia Brasília, in the amount of R\$ 678 million in the 3Q22.

S/I TRANSMISSION (R\$ MM)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,358	1,146	212	18%	3,895	3,562	333	9%
Construction Costs	(1,101)	(728)	(373)	51%	(2,620)	(2,118)	(502)	24%
Gross Margin	257	418	(161)	(39%)	1,275	1,444	(169)	(12%)
Operating Expenses	(44)	(32)	(12)	38%	(152)	(81)	(71)	88%
Contingencies	-	7	(7)	(100%)	(1)	6	(7)	N/A
EBITDA	213	393	(180)	(46%)	1,122	1,369	(247)	(18%)
Depreciation	(3)	-	(3)	N/A	(3)	-	(3)	-
Financial Income (Loss)	(90)	(108)	18	(17%)	(391)	(336)	(55)	16%
IR CS	(43)	(58)	15	(26%)	(224)	(296)	72	(24%)
NET INCOME	77	227	(150)	(66%)	504	737	(233)	(32%)
IFRS15	122	335	(213)	(64%)	760	1,209	(449)	(37%)

Transmission companies had Gross Margin of R\$ 257 million in the quarter (-39% vs. 4Q21) and R\$ 1,275 million in the year (-12% vs. 2021), explained by the lower RAP inflation adjustment performed annually in the calculation model of contractual assets between the compared periods.

Operating expenses amounted to R\$ 44 million in the 4Q22, +R\$ 12 million in excess of those recorded in the 4Q21, as a result of the start of operation of the 2017 auction lots. In the year, expenses amounted to R\$ 152 million (+R\$ 71 million vs. 2021), for the same reasons as in the quarter, and R\$ 12 million in one-off expenses relating to studies for the June 2022 auction.

Transmission EBITDA ended the quarter at R\$ 213 million (-46% vs. 4Q21) and 2022 at R\$ 1,122 million (-18% vs. 2021). Cash EBITDA for the quarter was R\$ 91 million (+57% vs. 4Q21) and R\$ 362 million in 2022 (+126% vs. 2021), as a result of the deliveries of the lots of the April and December 2017 auctions.

Net Income was R\$ 77 million in the 4Q22 (-R\$ 150 million vs. 4Q21) and R\$ 504 million in 2022 (-R\$ 233 million vs. 2021).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	3,225	3,516	(291)	(8%)	13,212	13,367	(155)	(1%)
Costs with Energy	(1,980)	(2,430)	450	(19%)	(8,372)	(9,313)	941	(10%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	1,245	1,086	159	15%	4,840	4,054	786	19%
Concession Financial Assets (VNR)	176	225	(49)	(22%)	610	748	(138)	(18%)
Gross Margin	1,421	1,311	110	8%	5,450	4,802	648	13%
Operating Expenses	(355)	(303)	(52)	17%	(1,304)	(1,170)	(134)	11%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(44)	(38)	(6)	16%	(190)	(155)	(35)	23%
EBITDA	1,022	970	52	5%	3,956	3,477	479	14%
Depreciation	(205)	(172)	(33)	19%	(754)	(659)	(95)	14%
Financial Income (Loss)	(361)	(293)	(68)	23%	(1,315)	(757)	(558)	74%
IR CS	(69)	(74)	5	(7%)	(320)	(392)	72	(18%)
NET INCOME	387	431	(44)	(10%)	1,567	1,669	(102)	(6%)

Neoenergia Coelba ended the 4Q22 with a Gross Margin of R\$ 1,421 million (+8% vs. 4Q21) impacted by the +14.14% variation in Parcel B in April/22. In the year, the Gross Margin was R\$ 5,450 million, (+13% vs. 2021), also

due to the variation of Parcel B of +14.14% in April/22 and +29.9% in April/ 21, in addition to the increase in the customer base.

Operating expenses were R\$ 355 million in the 4Q22 (+17% vs. 4Q21) and R\$ 1,304 million in 2022 (+11% vs. 2021).

In the quarter, PECLD amounted to R\$ 44 million (+R\$ 6 million vs. 4Q21) and in the year it was R\$ 190 million (+R\$ 35 million vs. 2021). When we analyze the default ratio (PECLD/ROB) in the 4Q22, it ended at 1.28%, below the 3Q22 level of 1.33% and the regulatory limit of 1.62%.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA was R\$ 1,022 million in the 4Q22 (+5% vs. 4Q21) and R\$ 3,956 million in 2022 (+14% vs. 2021). Cash EBITDA (ex-Concession Financial Assets) in the 4Q22 it was R\$ 846 million, +14% vs. 4Q21 and in the year it was R\$ 3,346 million, +23% vs. 2021.

Net Income was R\$ 387 million in the 4Q22, -10% vs. 4Q21 and R\$ 1,567 million in 2022, -6% vs. 2021, impacted by the worsening of the financial result, due to the increase in the CDI rate and its impact on debt charges.

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,038	2,075	(37)	(2%)	7,602	7,998	(396)	(5%)
Energy costs	(1,451)	(1,629)	178	(11%)	(5,585)	(6,280)	695	(11%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	587	446	141	32%	2,017	1,718	299	17%
Concession Financial Assets (VNR)	56	91	(35)	(38%)	199	406	(207)	(51%)
Gross Margin	643	537	106	20%	2,216	2,124	92	4%
Operating Expenses	(173)	(195)	22	(11%)	(708)	(670)	(38)	6%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(33)	(47)	14	(30%)	(177)	(167)	(10)	6%
EBITDA	437	295	142	48%	1,331	1,287	44	3%
Depreciation	(95)	(93)	(2)	2%	(361)	(342)	(19)	6%
Financial Income (Loss)	(215)	(176)	(39)	22%	(747)	(439)	(308)	70%
IR CS	(30)	(3)	(27)	900%	(66)	(130)	64	(49%)
NET INCOME	97	23	74	322%	157	376	(219)	(58%)

Neoenergia Pernambuco ended the 4Q22 with a Gross Margin of R\$ 643 million (+20% vs. 4Q21), driven by the +14.82% variation in Parcel B in April/22. In the year, Gross Margin was R\$ 2,216 million (+4% vs. 2021), driven by the +14.82% variation in Parcel B in April/22 and the tariff review of April 2021, in addition to the increase in the customer base.

Operating expenses amounted to R\$ 173 million in the 4Q22 (-11% vs. 4Q21) and R\$ 708 million in 2022 (+6% vs. 2021), in line with inflation, absorbing customer growth and higher headcount, confirming cost discipline and the search for efficiencies.

In the quarter, PECLD amounted to R\$ 33 million, R\$ 14 million less than the in same period of the previous year. In 2022, it was R\$ 177 million, R\$ 10 million in excess of that of 2021. It is worth noting that the default indicator (PECLD/ROB) ended the 4Q22 at 1.70%, close to the regulatory limit of 1.67% and the collection at 99.70%, which is proof of the control of default.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA in the quarter was R\$437 million, an increase of 48% vs. 4Q21 and R\$1,331 million in 2022, +3% vs. 2021. Cash EBITDA (ex-Concession Financial Assets) in the 4Q22 was R\$381 million, +87% vs. 4Q21 and in the year it was R\$ 1,132 million, +28% vs. 2021.

Net Income was R\$ 97 million in the 4Q22 (+R\$ 74 million vs. 4Q21) and R\$ 157 million in 2022 (-R\$ 219 million vs. 2021).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	817	894	(77)	(9%)	3,277	3,414	(137)	(4%)
Costs with Energy	(512)	(621)	109	(18%)	(2,167)	(2,464)	297	(12%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	305	273	32	12%	1,110	950	160	17%
Concession Financial Assets (VNR)	136	44	92	209%	207	152	55	36%
Gross Margin	441	317	124	39%	1,317	1,102	215	20%
Operating Expenses	(67)	(72)	5	(7%)	(254)	(244)	(10)	4%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(4)	(3)	(1)	33%	(12)	(7)	(5)	71%
EBITDA	370	242	128	53%	1,051	851	200	24%
Depreciation	(42)	(36)	(6)	17%	(150)	(131)	(19)	15%
Financial Income (Loss)	(60)	(34)	(26)	76%	(180)	(69)	(111)	161%
IR CS	(64)	(26)	(38)	146%	(140)	(118)	(22)	19%
NET INCOME	204	146	58	40%	581	533	48	9%

Neoenergia Cosern ended the 4Q22 with Gross Margin of R\$ 441 million, +39% vs. 4Q21, reflecting the variation in Parcel B of +14.75% of the April/22 tariff reset and higher Concession Financial Assets, impacted by the increase in the Regulatory Asset Base (RAB). In the year, Gross Margin was R\$ 1,317 million, +20% in excess of that of 2021, due to the variation of Parcel B of +14.75% in April/22 and +30.63% in April/21, in addition to the increase in the customer base and the Concession Financial Assets.

Operating expenses amounted to R\$ 67 million in the 4Q22 (-7% vs. 4Q21) and R\$ 254 million in 2022 (+4% vs. 2021), below inflation, absorbing the growth of the customer base and confirming the continuous search for efficiencies.

PECLD totaled R\$ 4 million in the 4Q22 (+R\$ 1 million vs. 4Q21) and in 2022 it was R\$ 12 million (+R\$ 5 million vs. 2021). When we analyze the default indicator (PECLD/ROB), the year ended at 0.32%, below the regulatory limit of 0.57%.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA in the 4Q22 was R\$ 370 million, an increase of +53% vs. 4Q21 and in 2022 it was R\$ 1,051 million, +24% above 2021. Cash EBITDA (ex-Concession Financial Assets) in the 4Q22 was R\$ 234 million, +18% vs. 4Q21 and in the year it was R\$ 844 million, +21% vs. 2021.

Net Income was R\$ 204 million in the 4Q22 (+40% vs. 4Q21) and R\$ 581 million in the year (+9% vs. 2021).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,103	2,269	(166)	(7%)	7,916	8,117	(201)	(2%)
Costs with Energy	(1,470)	(1,609)	139	(9%)	(5,449)	(6,096)	647	(11%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	633	660	(27)	(4%)	2,467	2,021	446	22%
Concession Financial Assets (VNR)	57	85	(28)	(33%)	313	281	32	11%
Gross Margin	690	745	(55)	(7%)	2,780	2,302	478	21%
Operating Expenses	(173)	(138)	(35)	25%	(592)	(514)	(78)	15%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(30)	(30)	-	-	(89)	(90)	1	(1%)
EBITDA	487	577	(90)	(16%)	2,099	1,698	401	24%
Depreciation	(82)	(73)	(9)	12%	(311)	(297)	(14)	5%
Financial Income (Loss)	(124)	(119)	(5)	4%	(406)	(244)	(162)	66%
IR CS	(74)	(99)	25	(25%)	(396)	(335)	(61)	18%
NET INCOME	207	286	(79)	(28%)	986	822	164	20%

Neoenergia Elektro ended the 4Q22 with a Gross Margin of R\$ 690 million (-7% vs. 4Q21) impacted by a lower volume and a one-off over contracting, in addition to the lower Concession Financial Assets in the period. In the year, the Gross Margin was R\$ 2,780 million (+21% vs. 2021), driven by the variation of Parcel B of +32.49% in August/21 and +9.32% in August/22 and the increase in the customer base, in addition to higher Concession Financial Assets.

Operating expenses amounted to R\$ 173 million in the 4Q22 (+25% vs. 4Q21), due to one-off expenses with litigation, training and fines, and R\$ 592 million in 2022 (+15% vs. 2021).

In the quarter, PECLD totaled R\$ 30 million, in line with the 4Q21, and in the year it accounted for R\$ 89 million, +1% vs. 2021, as a result of collection actions and debt renegotiations.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA was R\$ 487 million in the quarter (-16% vs. 4Q21) and R\$ 2,099 million in the year (+24% vs. 2021). Cash EBITDA (ex-Concession Financial Assets) in the quarter was R\$ 430 million, -13% vs. 4Q21, and R\$ 1,786 million in 2022, +26% vs. 2021.

Net Income was R\$ 207 million in the 4Q22 (-28% vs. 4Q21) and R\$ 986 million in 2022 (+20% vs. 2021).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	943	1,109	(166)	(15%)	3,345	3,245	100	3%
Costs with Energy	(717)	(975)	258	(26%)	(2,715)	(2,891)	176	(6%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	226	134	92	69%	630	354	276	78%
Concession Financial Assets (VNR)	2	(19)	21	(111%)	9	(7)	16	N/A
Gross Margin	228	115	113	98%	639	347	292	84%
Operating Expenses	(82)	(86)	4	(5%)	(257)	(227)	(30)	13%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(8)	13	(21)	(162%)	(32)	69	(101)	N/A
EBITDA	138	41	97	237%	350	189	161	85%
Depreciation	(45)	(16)	(29)	181%	(103)	(51)	(52)	102%
Financial Income (Loss)	(8)	(17)	9	(53%)	(105)	-	(105)	-
IR CS	(1)	(3)	2	(67%)	654	(48)	702	N/A
NET INCOME	84	5	79	1,580%	796	90	706	784%

Neoenergia Brasília was merged into the Group on March 2, 2021 and from that date on the results were 100% consolidated. The 2021 data reflect the result from its merger.

Neoenergia Brasília ended the 4Q22 with Gross Margin of R\$ 228 million (+102% vs. 4Q21) and R\$ 639 million in the year (+84% vs. 2021), mainly due to the average increase of 11,1% of the tariff review of October/21, of the tariff reset of November/22 (variation of Parcel B: + 5.2%), due to the increase in the customer base and two further months of consolidation.

Operating expenses amounted to R\$ 82 million in the quarter (-4% vs. 4Q21) and R\$ 257 million in the year (+13% vs. 2021). Normalizing the consolidation effect in January and February 2021, the variation in the year is -9%, a reflection of the turnaround carried out that provided efficiency gains for being part of the Neoenergia Group.

In the quarter, PECLD was R\$ 8 million, R\$ 21 million higher than in the 4Q21 and R\$ 32 million in 2022, R\$ 101 million higher compared to 2021, explained by reversals that occurred in the previous year due to the adjustment to the methodology already practiced by the Neoenergia group. It is worth pointing out that previously CEB-D had a policy of provisioning a high portion of the unpaid debt balance, given that practically a year went by without collection actions, and the adjustment to Neoenergia's methodology allowed the current levels of PECLD. It is important to point out that the Company ended the year with a default ratio (PECLD/ROB) of 0.55%, achieving the regulatory limit of 0.56%.

EBITDA for the quarter was R\$ 138 million (+237% vs. 4Q21) and in 2022 it was R\$ 350 million (+85% vs. 2021). Cash EBITDA (ex-Concession Financial Assets) was R\$ 136 million in the 4Q22 (+127% vs. 4Q21) and R\$ 341 million in 2022 (+74% vs. 2021), exceeding the assumption of the acquisition business plan.

The result of Income Tax/Social Contribution for the year was + R\$ 654 million, vs. -R\$ 48 million in 2021 due to the write-off of the unamortized balance of the deferred tax liability in the amount of R\$ 656 million and the constitution of a deferred tax asset relating to the amortized portion of the goodwill by Bahia PCH III in the amount of R\$ 22 million, totaling the recognition of the positive effect of R\$ 678 million with the merger of Bahia PCH III and Neoenergia Brasília, and consequently the transfer of the direct corporate control of Neoenergia Brasília to Neoenergia S.A.

Net Income in the 4Q22 was R\$ 84 million (+R\$ 79 million vs. 4Q21) and R\$ 796 million in 2022 (+R\$ 706 million vs. 2021).

2.3. Renewables

The result of the Renewables segment contemplates the performance of the wind farms and hydroelectric plants of the Neoenergia Group.

RENEWABLES STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	463	314	149	47%	1,747	1,154	593	51%
Costs with Energy	(79)	(36)	(43)	119%	(331)	12	(343)	(2858%)
GROSS MARGIN	384	278	106	38%	1,416	1,166	250	21%
Operating Expenses	(98)	(83)	(15)	18%	(286)	(231)	(55)	24%
Fair Value Adj.	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equity Accounting	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	102	(288)	390	N/A	948	521	427	82%
Depreciation	(82)	(59)	(23)	39%	(282)	(208)	(74)	36%
Financial Income (Loss)	(42)	(50)	8	(16%)	(221)	(164)	(57)	35%
IR/CS	(25)	(21)	(4)	19%	(131)	(124)	(7)	6%
NET INCOME	(47)	(418)	371	(89%)	314	25	289	1156%

HYDRO PLANTS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	148	147	1	1%	604	558	46	8%
Costs with Energy	(23)	(22)	(1)	5%	(89)	67	(156)	(233%)
GROSS MARGIN	125	125	-	-	515	625	(110)	(18%)
Operating Expenses	(32)	(32)	-	-	(116)	(97)	(19)	20%
Fair Value Adj.	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equity Accounting	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	(91)	(390)	299	(77%)	217	114	103	90%
Depreciation	(22)	(21)	(1)	5%	(86)	(86)	-	-
Financial Income (Loss)	(15)	(15)	-	-	(51)	(66)	15	(23%)
IR/CS	(5)	(9)	4	(44%)	(57)	(104)	47	(45%)
NET INCOME (LOSS)	(133)	(435)	302	(69%)	23	(142)	165	N/A

WIND FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	308	167	141	84%	1,136	596	540	91%
Costs with Energy	(53)	(14)	(39)	279%	(239)	(55)	(184)	335%
GROSS MARGIN	255	153	102	67%	897	541	356	66%
Operating Expenses	(65)	(51)	(14)	27%	(169)	(134)	(35)	26%
EBITDA	190	102	88	86%	728	407	321	79%
Depreciation	(56)	(38)	(18)	47%	(192)	(122)	(70)	57%
Financial Income (Loss)	(26)	(35)	9	(26%)	(169)	(98)	(71)	72%
IR/CS	(20)	(12)	(8)	67%	(74)	(20)	(54)	270%
NET INCOME	88	17	71	418%	293	167	126	75%

SOLAR FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4T22	4T21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	7	-	7	-	7	-	7	-
Costs with Energy	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-
GROSS MARGIN	4	-	4	-	4	-	4	-
Operating Expenses	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
EBITDA	3	-	3	-	3	-	3	-
Depreciation	(4)	-	(4)	-	(4)	-	(4)	-
Financial Income (Loss)	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
NET INCOME	(2)	-	(2)	-	(2)	-	(2)	-

The Renewables segment ended the 4Q22 with a gross margin of R\$ 384 million (+R\$ 106 million vs. 4Q21) positively impacted by wind (+R\$ 102 million vs. 4Q21), due to higher wind power in the quarter and the start of partial commercial operation in the 3Q22 of the Oitis Wind Complex and the Luzia Solar Complex, in addition to full generation at Chafariz.

In the year, the segment gross margin was R\$ 1,416 million (+21% vs. 2021), impacted by +R\$ 360 million from the wind and solar businesses for the same reasons as in the quarter, which offset the lower hydroelectric plants margin (-R\$ 110 million vs. 2021), explained by the non-recurring effect of the GSF renegotiation of Itapebi (-R\$ 130 million), Baguari (-R\$ 18 million) and Corumbá (-R\$ 14 million) in 2021. Without that effect, the margin of the renewables segment would have grown by 41%.

Operating expenses ended the 4Q22 at R\$ 98 million (+18% vs. 4Q21), mainly due to the partial start of commercial operations in the 3Q22 of the Oitis Wind Complex and the Luzia Solar Complex, in addition to Chafariz at the end of 2021. In the year, they amounted to R\$ 286 million (+24% vs. 2021), for the same reasons mentioned above. Disregarding the new businesses, the variation would be +10% in the year.

In the 4Q22, a -R\$ 201 million adjustment to fair value was recorded for the Teles Pires and Baguari hydroelectric plants, within the scope of the asset swap operation with Eletrobrás. It should be noted that, at the closing of the operation, there would be a positive adjustment for the Dardanelos hydroelectric plant, which will be accounted for in 2023, with a positive net effect for the Company. In the 4Q21, it is worth pointing out the negative impact of -R\$ 482 million related to the adjustment to fair value of Belo Monte, due to the decision to disinvest in the asset. Accordingly, the balances of investments in Belo Monte, Teles Pires and Baguari were transferred to the section "Non-current assets held for sale".

Equity in the quarter amounted to R\$ 17 million (+R\$ 18 million vs. 4Q21) and R\$ 19 million in the year (-R\$ 49 million vs. 2021), mainly explained by the renegotiation of Teles Pires, Belo Monte and Dardanelos GSF in the amount of R\$ 58 million in 2021.

Due to these effects, EBITDA of the Renewables segment in the quarter was R\$ 102 million (+R\$ 390 million vs. 4Q21) and R\$ 948 million in the year (+R\$ 427 million vs. 2021). Disregarding the effect of the GSF in 2021 and the adjustment to fair value of Teles Pires and Baguari in 2022 and Belo Monte in 2021, these variations would be +R\$ 109 million in the quarter (+56%) and +R\$ 368 million (+47%) in the year.

The Result recorded in the 4Q22 was -R\$ 47 million (+R\$ 371 million vs. 4Q21) and in the year it was R\$ 314 million (+R\$ 289 million vs. 2021).

2.4. Liberalized

LIBERALIZED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	857	709	148	21%	3,314	2,776	538	19%
Costs with Energy	(642)	(429)	(213)	50%	(2,132)	(1,893)	(239)	13%
Gross Margin	215	280	(65)	(23%)	1,182	883	299	34%
Operating Expenses	(51)	(69)	18	(26%)	(166)	(217)	51	(24%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	(1)	-	-	(5)	(1)	(4)	400%
EBITDA	163	210	(47)	(22%)	1,011	665	346	52%
Depreciation	(15)	(17)	2	(12%)	(67)	(64)	(3)	5%
Financial Income (Loss)	(13)	(18)	5	(28%)	(105)	(66)	(39)	59%
IR CS	(10)	(20)	10	(50%)	(125)	(83)	(42)	51%
NET INCOME	125	155	(30)	(19%)	714	452	262	58%

TERMOPERNAMBUCO STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	414	411	3	1%	1,586	1,503	83	6%
Costs with Energy	(236)	(159)	(77)	48%	(506)	(703)	197	(28%)
Gross Margin	178	252	(74)	(29%)	1,080	800	280	35%
Operating Expenses	(32)	(53)	21	(40%)	(104)	(171)	67	(39%)
EBITDA	146	199	(53)	(27%)	976	629	347	55%
Depreciation	(15)	(17)	2	(12%)	(65)	(63)	(2)	3%
Financial Income (Loss)	(17)	(19)	2	(11%)	(112)	(60)	(52)	87%
IR CS	(14)	(21)	7	(33%)	(122)	(78)	(44)	56%
NET INCOME	100	142	(42)	(30%)	677	428	249	58%

COMERC. STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	429	295	134	45%	1,707	1,260	447	35%
Costs with Energy	(400)	(268)	(132)	49%	(1,605)	(1,178)	(427)	36%
Gross Margin	29	27	2	7%	102	82	20	24%
Operating Expenses	(11)	(16)	5	(31%)	(62)	(46)	(16)	35%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	(1)	-	-	(5)	(1)	(4)	400%
EBITDA	17	10	7	70%	35	35	-	-
Depreciation	(1)	-	(1)	N/A	(2)	(1)	(1)	100%
Financial Income (Loss)	4	1	3	300%	7	(6)	13	N/A
IR CS	4	1	3	300%	(3)	(5)	2	(40%)
NET INCOME	24	12	12	100%	37	23	14	61%

The Liberalized segment consolidated gross margin of R\$ 215 million in the 4Q22 (-R\$ 65 million vs. 4Q21). In the year, it was R\$ 1,182 million (+R\$ 299 million vs. 2021), impacted by the higher margin at Termopernambuco (+R\$ 280 million vs. 2021), mainly explained by the impact of the tariff reset (dollarized) and the energy purchase at a

lower Spot Price. The trading company contributed with R\$ 29 million to gross margin in the quarter (+R\$ 2 million vs. 4Q21) and R\$ 102 million in the year (+R\$ 20 million vs. 2021).

Operating expenses were R\$ 51 million in the 4Q22 (-R\$ 18 million vs. 4Q21) and R\$ 166 million in the year, -R\$ 51 million compared to 2021, due to the lack of operation of Termopernambuco in the year.

As a result of these variations, EBITDA from Liberalized was R\$ 163 million in the 4Q22 (-R\$ 47 million vs. 4Q21) and R\$ 1,011 million in 2022 (+R\$ 346 million vs. 2021).

Net income was R\$ 125 million in the quarter (-R\$ 30 million vs. 4Q21) and R\$ 714 million in 2022 (+R\$ 262 million vs. 2021).

3. EBITDA

In compliance with CVM Resolution No. 156/22, the table below displays the reconciliation of EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) and, we add that the calculations shown are in line with the criteria of that same resolution:

EBITDA (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Income for the Period (A)	936	635	301	47%	4,718	3,925	793	20%
Profit assigned to minority shareholders (B)	(18)	(26)	8	(31%)	(69)	(141)	72	(51%)
Financial Expenses (C)	(1,100)	(1,015)	(85)	8%	(4,339)	(2,934)	(1,405)	48%
Financial Revenues (D)	362	194	168	87%	1,548	755	793	105%
Other net financial income (loss) (E)	(209)	(88)	(121)	138%	(1,009)	(104)	(905)	870%
Income tax and social contribution (F)	(323)	(310)	(13)	4%	(752)	(1,523)	771	(51%)
Depreciation and amortization (G)	(611)	(531)	(80)	15%	(2,243)	(1,984)	(259)	13%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	2,835	2,411	424	18%	11,582	9,856	1,726	18%
Financial Asset (Concession) (H)	429	424	5	1%	1,339	1,579	(240)	(15%)
IFRS 15 (I)	122	335	(213)	(64%)	760	1,209	(449)	(37%)
GSF (J)	-	-	-	-	-	222	(222)	(100%)
Asset Exchange / Belo Monte Adjustment (K)	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
EBITDA Ajustado = (EBITDA -(H+I+J+K))	2,485	2,134	351	16%	9,684	7,328	2,356	32%

4. FINANCIAL INCOME

NET FINANCIAL INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	225	85	140	165%	822	186	636	342%
Charges, monetary and exchange variations and debt derivative financial Instruments	(1,156)	(918)	(238)	26%	(4,692)	(2,417)	(2,275)	94%
Other financial income (loss) not related to debt	(16)	(76)	60	(79%)	70	(52)	122	(235%)
Interest, commissions and arrears interest	41	72	(31)	(43%)	389	500	(111)	(22%)
Monetary and exchange variations - other	82	5	77	1540%	39	(23)	62	(270%)
Adjustment to provision for contingencies / judicial deposits	(22)	(54)	32	(59%)	(110)	(196)	86	(44%)
Adjustment to sector financial assets / liabilities	77	31	46	148%	294	38	256	674%
Post-employment liabilities	(19)	(23)	4	(17%)	(80)	(85)	5	(6%)
Other net financial revenues (expenses)	(175)	(107)	(68)	64%	(462)	(286)	(176)	62%
Total	(947)	(909)	(38)	4%	(3,800)	(2,283)	(1,517)	66%

The Consolidated Financial Income (Loss) was -R\$ 947 million in the 4Q22, -R\$ 38 million vs. 4Q21, a variation mainly explained by higher expenses with debt charges (+R\$ 238 million), due to the 26% increase in the average debt balance arising from funding for the Capex of new transmission and wind projects, in addition to Distributors. Additionally, in the period, we observed an increase in the CDI (57% of the company's debt), which was partially offset by the increase in income from financial investments (+R\$ 140 million), resulting from the increase in the average yield and 33% of the amount invested. In the year, the Financial Result was -R\$ 3,800 million, -R\$ 1,517 million vs. 2022, for the same reasons as in the quarter.

5. INVESTMENTS

Capex of Neoenergia closed the year at R\$ 9.9 billion, as shown below:

CAPEX Neoenergia (R\$ million)	4Q22	4Q21	Δ %	2022	2021	Δ %
Networks	2,520	1,863	35%	8,091	6,176	31%
Distributors	1,414	1,124	26%	5,458	3,917	39%
Transmission Lines	1,106	739	50%	2,633	2,259	17%
Renewables	213	1,121	(81%)	1,736	3,106	(44%)
Liberalized	39	30	27%	62	84	(27%)
TOTAL	2,774	3,016	(8%)	9,892	9,369	6%

5.1. Networks

5.1.1. Distribution

In 2022, the distributors' Capex was R\$ 5.5 billion, of which R\$ 3.2 billion were allocated to network expansion. Below is a table with the breakdown of Capex by distributor.

INVESTMENTS MADE (amounts in R\$ MN)	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	CONSOLIDATED		
	4Q22					4Q22	2022	
Network Expansion	(472)	(140)	(52)	(154)	(25)	(844)	(3,232)	53%
Program Luz para Todos	(72)	-	-	-	-	(72)	(685)	
New Connections	(247)	(72)	(27)	(88)	(7)	(441)	(1,474)	
New SE's and RD's	(153)	(61)	(25)	(66)	(18)	(324)	(1,064)	
ECV Commitment	0	(6)	-	-	-	(6)	(9)	
Assets Renewal	(106)	(40)	(9)	(50)	(25)	(229)	(858)	16%
Network Improvement	(46)	(27)	(10)	(39)	(6)	(128)	(567)	10%
Losses and Default	(40)	(51)	(5)	(5)	(5)	(107)	(378)	7%
Other	(86)	(57)	(17)	(128)	(50)	(339)	(761)	14%
Movement of Material (Inventory x Works)	59	39	5	25	16	143	(81)	
(=) Gross Investment	(692)	(277)	(88)	(352)	(96)	(1,504)	(5,878)	
GRANTS	209	12	1	9	2	233	339	
(=) Net Investment	(483)	(265)	(87)	(343)	(94)	(1,271)	(5,539)	
Movement of Material (Inventory x Works)	(59)	(39)	(5)	(25)	(16)	(143)	81	
(=) CAPEX	(541)	(304)	(91)	(367)	(110)	(1,414)	(5,458)	
Regulatory Annuity Basis	(86)	(57)	(17)	(128)	(50)	(339)	(761)	13%
Regulatory Remuneration Basis	(664)	(259)	(76)	(248)	(62)	(1,308)	(5,036)	87%

5.1.2. Transmission

In 2022, the Capex of the transmission companies was R\$ 2.6 billion, 17% higher than that of 2021, fully dedicated to the construction of lines and substations of the lots acquired in recent auctions.

5.2. Renewables

5.2.1. Wind Farms

Investments made in wind farms amounted to R\$ 1,213 million in 2022, R\$ 1,625 million less than in 2021, since investments in windmills have already been made and we are now starting the final phase of the assembling of Oitis.

- (i) Chafariz Complex: start of operation of all parks in the 4Q21 with actual capex in early 2022;
- (ii) Oitis Complex: construction works of the complex in progress; currently 74 windmills are already assembled, of which 65 are in operation.

5.2.2. Solar Parks

Investments made in the Luzia parks totaled R\$ 464 million in 2022. Works are being completed, and 145 MWp are already in operation (commercial and testing).

5.2.3. Hydroelectric Plants

Investments of R\$ 59 million in 2022, compared to the amount of R\$ 206 million in 2021. Highlight on R\$ 130 million of recognition in the intangible assets of Itapebi resulting from the GSF agreement in September 2021.

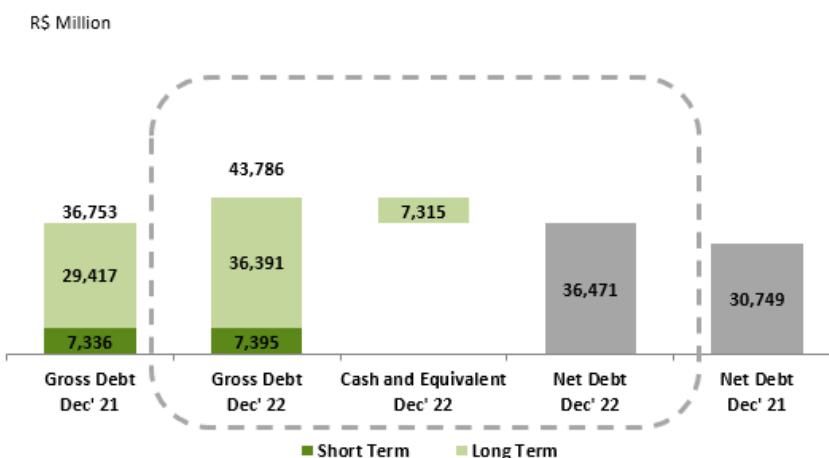
5.3. Liberalized

Termopernambuco invested R\$ 54 million in 2022, 35% less than in 2021, according to its maintenance schedule.

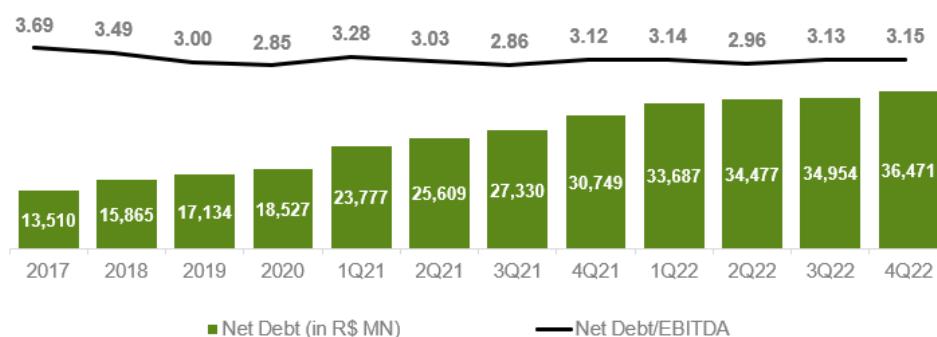
6. INDEBTEDNESS

6.1. Debt Situation and Financial Leverage

In December 2022, Neoenergia's consolidated net debt, including cash, cash equivalents and marketable securities reached R\$ 36,471 million (gross debt of R\$ 43,786 million), showing a growth of 19% (R\$ 5,722 million) compared to December 2021, mainly explained by the actual Capex for grid and renewable projects. Regarding the segregation of the outstanding balance, Neoenergia has 83% of the debt accounted for in the long term and 17% in the short term.



The financial indicator Total Net Debt/EBITDA increased from 3.12 in December 2021 to 3.15 in December 2022.



6.2. Debt amortization schedule

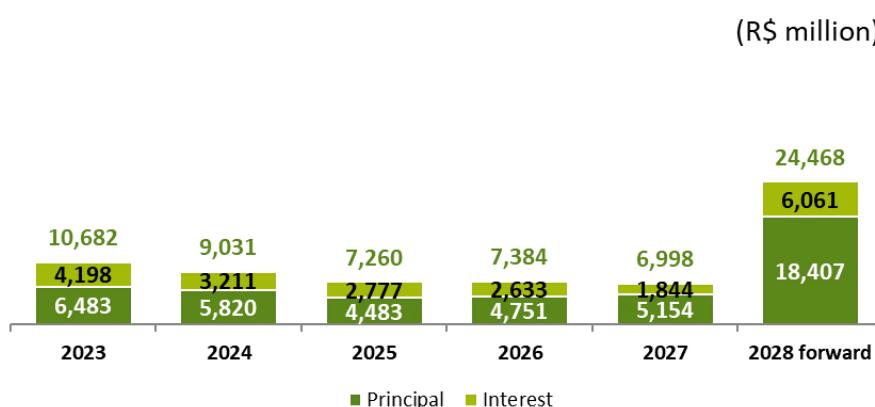
The Company seeks to structure its debt in line with the financial cycle of its business, observing the peculiarities of each company and the characteristics of its concessions and authorizations. In order to reduce the cost of debt and extend its amortization profile, the Company also actively manages its financial liabilities in order to avoid concentration of debt maturities, resulting in an effective extension. Amounts falling due in the coming years are not concentrated in any specific period, being consistent with volumes matured in recent years.

In 2023, Neoenergia Coelba anticipates amortizations in the amount of R\$ 2,098 million, payments by Neoenergia Pernambuco in the estimated amount of R\$ 720 million, by the Holding in the estimated amount of R\$ 665 million, by Neoenergia Lagoa dos Patos in the amount of R\$ 660 million and by Neoenergia Elektro in the amount of R\$ 525

million. The total amortization of the Holding, the three distributors and the transmission company represents 72% of the consolidated volume to be amortized in this period.

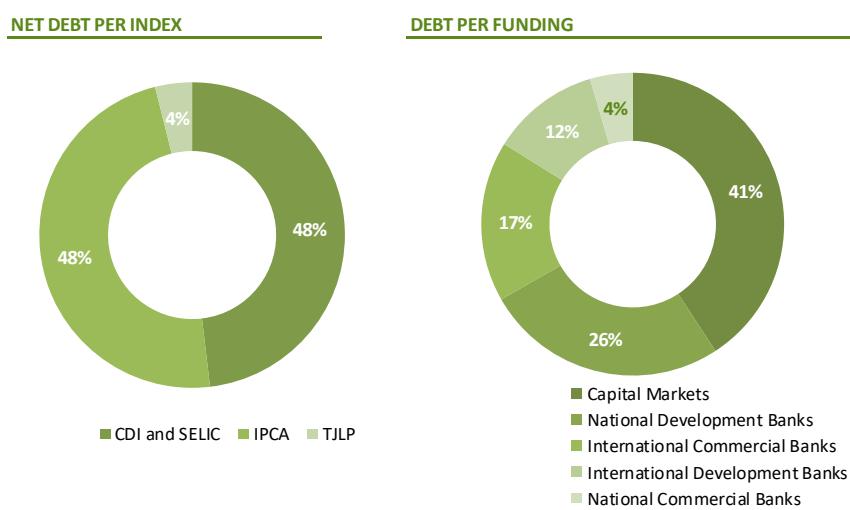
In 2024, Neoenergia Coelba foresees amortizations in the estimated amount of R\$ 2,144 million, by Neoenergia Pernambuco in the estimated amount of R\$ 1,370 million and by Neoenergia Elektro in the amount of R\$ 595 million. The total amortization of these three distributors represents 71% of the consolidated volume to be amortized in the period in question.

The average term of Neoenergia's debt in December 2022 was 5.29 years (vs. 5.06 years in December 2021). The chart below shows the debt principal and interest maturity schedule, using market forward curves for the indexes and currencies pegged to the debt in force at the end of 2022.



6.3. Debt Profile

The charts below show the debt balance broken down by funding source and index. The average cost of the consolidated debt in the 4Q22 was 11.4% (vs. 8.1% in December 2021) due to the increase in the Selic rate.



In the 4T22 we funded a total of R\$ 1.799 million. We point out the debt contracting lines that follow:

- I. BNDES payout to the Chafariz Complex, amounting to R\$ 101 million with a 24-year term;
- II. BNDES release to Neoenergia Cosern, in the amount of R\$ 125 million with a 24-year term;

- III. EIB payout to Neoenergia, in the amount of R\$ 922 million with a 10-year term;
- IV. BNDES payout to Neoenergia Vale do Itajaí, in the amount of R\$ 650 million with a 24-year term.

7. RATING

On March 29, 2022, Standard & Poor's – S&P reaffirmed the rating of Neoenergia and its distributors at "BB-" on the Global Scale and 'brAAA` on the Brazilian National Scale, limited to the sovereign rating

8. CAPITAL MARKETS

On December 31, 2022, the Company's market value was R\$ 18.75 billion with shares (NEOE3) quoted at R\$ 15.45. As to 2022, the shares depreciated by 4.6%, as shown in the charts below:



Below is a table with the amounts of share quote and Market value:

Capital Markets	IPO	4Q22
Number of shares (thousand)	1,213,797,248	1,213,797,248
Share value	15.65	15.45
Market value ¹ (R\$ million)	18,996	18,753

¹Market value = number of shares x share value

9. ESG

Neoenergia's strategy and business model were designed anticipating the role that the electricity sector can play in fighting climate change and creating opportunities for economic, social and environmental development.

As a result of dialogue with its stakeholders and aware of the impact of all its activities, Neoenergia has a sustainable development strategy aligned with the implementation of a business project that aims to create value in a sustainable way, having as main references its Purpose and Values, and the respect for Human Rights.

The company has allied its business and sustainability strategy to the SDGs since its definition and, in 2018, approved the redesign of its Corporate Governance System whose main purpose was to formalize the group's commitment to this agenda, highlighting the contribution to the fulfillment of the social dividend generated by its business activity.

Neoenergia focuses its efforts on the SDGs to which its contribution is most relevant: providing clean and affordable energy (goal 7) and global action against climate change (goal 13). The company is also committed to other SDGs concerning strategic matters that directly contribute to the sustainable management of its businesses: drinking water and sanitation (SDG 6), industrialization, innovation and infrastructure (SDG 9), life on earth (SDG 15) and

partnerships and means of implementation (SDG 17). The company has been a signatory to the ten principles of the Global Compact since 2007, with actions based on respect for human rights, labor rights, environmental conservation and the fight against corruption.

As part of this continuous evolution, in 2022 the Group took on 16 ESG goals for the years 2025 and 2030. With these commitments, the company specifies its engagement in providing transparency to relevant and measurable goals, which represent the priority aspects in its contribution to sustainable development.

With great pride, we announce the results achieved in these indicators in 2022 and the targets for 2025 and 2030:

ESG Targets	Parameters	2022	2025	2030	
E	Emissions	Generated gCO2/kWh emissions (scope 1)	1	36	20
	Fleet electrification	% of company light-duty vehicles electrified within Neoenergia's fleet	8%	13%	50%
	Sustainable financing	Annual review and update of the company's green financing framework	✓	Maintain current Practice	
	Digitalization of Networks	% of HV and MV networks digitalized	74.5%	83%	90%
S	Women in relevant positions	Presence of women in executive board and oversight positions	28.3%	29.10%	31.80%
	Women in leadership positions	Presence of women in leadership in executive board, oversight and management positions	28.8%	30%	35%
	Female journeyperson electricians	% of women that have complete electrician training	36.7%	30%	35%
	Female electricians	% of women occupying electrician positions	5.6%	9%	12%
	Racial diversity	% of Black and multiracial employees in executive board, oversight, management and supervisors positions	30%	20%	25%
	Contributions to the community	Body of corporate volunteers (number of individuals volunteering)	3,501	2,321	2,623
	Safety (ISO 45001)	% company workers assigned to ISO45001-certified sites	48%	40%	42%
	Safety	TRIR (company staff)	0.26	0.43	0.39
	Training	Three-year average for hours dedicated to training employees and professionals in the communities in which we operate	89.2	67	70
G	Suppliers	% R\$ of purchases carried out with sustainable suppliers	75%	80%	85%
	ESG Variable Remuneration	% of variable remuneration included in long-term incentives linked to ESG	30%	30%	33%
	Governance	Best Practices for Corporate Governance	✓	Maintain current Practice	

Note: The unusual intensity of emission verified in 2022 is due to the lack of operation of Termopernambuco. In the year, the use of gas and its emissions are related to underlying operation activities and equipment maintenance.

The operation of Neoenergia's ESG strategy revolves around three pillars, emphasizing that the themes are integrated into the company's business model:

- Environmental performance, the fight against climate change and the conservation and recovery of biodiversity, by means of environmental policies;
- Social commitment, which is expressed in social policies;
- Corporate governance standards and policies, in line with best market practices.

In this way, Neoenergia seeks to ensure that all corporate and business activities are committed to and promote the creation of sustainable value for all stakeholders (clients, shareholders, employees, third-party contractors, suppliers, regulatory bodies, governments and communities impacted by its business), equitably rewarding all those who contribute to the success of its project.

Neoenergia's sustainable practices integrated into its business model enable the company to stand out and to occupy a prominent position in important sustainability and governance indices and ratings. In 2022, the company was part of the FTSE4 Good Index Series and the B3 Corporate Sustainability Index for the third consecutive year. Neoenergia is also part of The Sustainability Yearbook, by S&P and featured in the CDP, with a score of A- in Climate Change and B in Water Safety.

10. OTHER MATTERS

10.1. Low-Income Customers

Nº of Residential Customers (thousand)	Consolidated	4Q22					4Q21					
		NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELETRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELETRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	
Conventional	10,392	3,911	2,341	962	2,217	961	10,603	4,018	2,414	985	2,217	969
Low Income	3,824	1,857	1,214	403	277	73	3,303	1,612	1,070	352	233	37
Total	14,215	5,767	3,555	1,365	2,494	1,034	13,907	5,630	3,484	1,337	2,450	1,006

10.2. Neoenergia Brasília Tariff Reset

On November 1, Aneel approved the tariff reset of Neoenergia Brasília, with an average effect for the consumer, which includes exemptions that reduce the ICMS calculation base, of 11.17% enforced as of November 3, 2022. Parcel A was 15.0%, amounting to R\$ 2,962.7 million, impacted by the increases of 29.1% in sector charges, with emphasis on CDE, and 9.4% in energy purchasing costs. The average onlending price of energy purchase contracts was set at R\$ 273.32/MWh. The variation of Parcel B was 5.2% (R\$ 583.7 million), reflecting the year-to-date inflation (IPCA) since the last tariff reset of 7.17%, deducted from the Factor X of 0.57%, as well as adjustments to the deductions recorded in Other Revenues and Revenues from Exceeding Demand and Reactive Surplus, without any deferral for future periods.

The tariff reset process had been postponed for 12 days by ANEEL, at the request of the distributor Neoenergia Brasília, in accordance with Ratifying Resolution No. 3.113 of October 18, 2022, in view of the expectation that the Federal District Administration would set guidelines to regulate ICMS exemptions as provided for in Complementary Law No. 194 of June 23, 2022. Such regulation took place by means of the publication of Federal District Government Decree No. 43,893 of October 27, 2022, providing by means of the joint effect of the tariff reset with the ICMS reduction an effective average impact to be perceived by consumers of 11.17%.

10.3 Tender Offer Neoenergia Pernambuco, EGM and Conversion of Registration to Category B

On 04/20/2022, together, Neoenergia and Neoenergia Pernambuco disclosed a Material Fact to the market informing that the Board of Directors of Neoenergia approved the launch of a public tender offer for the acquisition of common shares ("ON") and preferred shares Class "A" ("PNA") and Class "B" ("PNB"), for conversion from issuer registration Category A to Category B of Neoenergia Pernambuco. Neoenergia acquired, through a Public Offering of Shares for Conversion of Registration, and in an auction held at B3, on October 3, 2022, 29,637 ONs, 6,620,985 PNAs and 162,156 PNBs, representing 9.13% of the share capital of Neoenergia Pernambuco.

After said auction, and as provided for in the Notice of Public Offer for Conversion of Registration, the Extraordinary General Meeting, held on October 28, 2022, approved the redemption and cancellation of all shares issued by Neoenergia Pernambuco and that remained in circulation after the Auction of the Public Tender of Registration Conversion, totaling 250,506 ONs, 481,997 PNAs and 179,910 PNBs issued by Neoenergia Pernambuco, representing 1.22% of its total capital stock. As a result, the Company's total share capital decreased from 74,612,388 (66,302,693 ON, 7,567,254 PNA and 742,441 PNB) to 73,699,975 (66,052,187 ON, 7,085,257 PNA and 562,531

PNB). Finally, on November 1, 2022, the conversion of the Company's registration to Category B was approved by the Brazilian Securities Commission.

10.4 Assets Swap with Eletrobras

In December 2022, the Asset Swap operation between Neoenergia and Eletrobras was announced, where Neoenergia will receive 49% of the shares in the Dardanelos hydroelectric plant, starting the consolidation of 100% of its result, in addition to minority interests of 0.04% of the shares of Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern and Afluente T, held by Eletrobras, now holding 98.98%, 93.09% and 90.17% of the companies' shares, respectively. On the other hand, it transfers its 49% stake in the Teles Pires hydroelectric plant and 51% of the UHE Baguari Consortium.

The operation, whose total value is R\$ 788 million without any cash disbursement, generates value for Neoenergia with the simplification of the corporate structure. The closing of the operation is expected to take place in the 2nd half of 2023.

10.5 Shareholders' Compensation

The Bylaws of Neoenergia provides for the payment of a minimum dividend of 25% of net income, according to the Dividend Distribution Policy available on the Company's website (<https://www.neoenergia.com/pt-br/governanca-corporativa/sistema-de-governanca-corporativa/Paginas/politicas-governanca-corporativa.aspx>).

In 2022, the Company decided on the following payments:

- (i) Dividends of R\$ 642,268 thousand resolved at the Shareholders General Meeting of April 25, 2022 and paid on December 28, 2022;
- (ii) Interest on Equity of R\$ 167,136 thousand, resolved at the Board of Directors' Meeting on June 15, 2022 and paid on December 28, 2022;
- (iii) Interest on Own Capital of R\$ 308,249 thousand, resolved at the Board of Directors' Meeting on December 13, 2022 and expected to be paid by December 31, 2023.

The Company informs that the full allocation of the 2022 income will be approved at the Annual General Meeting to be held in 2023.

11. RECONCILIATION NOTE

Neoenergia S.A. presents the results for the 4Q22 and 2022 based on managerial analyzes that management understands to best translate the company's business, reconciled with International Financial Reporting Standards - IFRS

Calculation Memory (CONSOLIDATED)	Current Year		Previous Year		Corresponding Explanatory Notes
	4Q22	2022	4Q21	2021	
(+) Net Revenue	11,536	42,787	11,944	43,165	Incoment Statement
(-) Estimated Replacement Value of Concession	(429)	(1,339)	(424)	(1,579)	Note 5
(-) Other revenues	(129)	(824)	(241)	(610)	Note 5
(+) Gain/Loss on RAP	(99)	34	62	36	Note 5.3
(+) Revenue from Operation and Maintenance	34	131	27	70	Note 5.3
(+) Photovoltaic Operations	7	28	3	14	Note 5.3
(+) Other revenues - Other revenues	1	5	17	24	Note 5.3
= Net Operating REVENUE	10,921	40,822	11,388	41,120	
(+) Costs with electric energy	(4,622)	(17,813)	(5,693)	(21,620)	Incoment Statement
(+) Fuel for energy production	(109)	(125)	(132)	(558)	Note 8
(+) Construction costs	(2,356)	(8,001)	(1,973)	(6,362)	Incoment Statement
(+) Operações fotovoltaicas	(6)	(21)	(3)	(13)	Note 8
= Energy costs	(7,093)	(25,960)	(7,801)	(28,553)	
(+) Estimated replacement value of concession	429	1,339	424	1,579	Note 5
= GROSS MARGIN	4,257	16,201	4,011	14,146	
(+) Operating costs	(1,472)	(4,507)	(1,180)	(4,279)	Incoment Statement
(+) Sales expenses	(93)	(360)	(118)	(374)	Incoment Statement
(+) Other general and administrative revenues/expenses	(634)	(2,080)	(448)	(1,661)	Incoment Statement
(-) Fuel for energy production	109	125	132	558	Note 8
(-) Operações fotovoltaicas	6	21	3	13	Note 8
(-) Depreciation	780	2,243	466	1,751	Note 8
(+) Gain/Loss on RAP	129	824	241	610	Note 5
(-) Gain/Loss on RAP	99	(34)	(62)	(36)	Note 5.3
(-) Revenue from operation and maintenance	(34)	(131)	(27)	(70)	Note 5.3
(-) Photovoltaic Operations	(7)	(28)	(3)	(14)	Note 5.3
(-) Other revenues - Other revenues	(1)	(5)	(17)	(24)	Note 5.3
= Operating Expenses (PMSO)	(1,118)	(3,932)	(1,013)	(3,526)	
(+) Provisions for Delinquency (PECLD)	(120)	(505)	(104)	(350)	Incoment Statement
(-) Fair value adjustment - investment	(201)	(201)	(482)	(482)	Incoment Statement
(+) Equity Accounting	17	19	(1)	68	Note 15.1
EBITDA	2,835	11,582	2,411	9,856	
(+) Depreciation and Amortization	(611)	(2,243)	(531)	(1,984)	Incoment Statement and Note 8
(+) Financial Income/Loss	(947)	(3,800)	(909)	(2,283)	Incoment Statement
(+) IR/CS	(323)	(752)	(310)	(1,523)	Incoment Statement
(+) Minority shareholders	(18)	(69)	(26)	(141)	Incoment Statement
NET INCOME	936	4,718	635	3,925	Incoment Statement

ANNEX I – Renewable Assets Under Construction

The table below displays the wind and solar farms under construction with 100% of Neoenergia stake (base date 12/31/2022):

Wind under Construction	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Concession Date	End of Concession
OITIS 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	21.9	12/24/2019	12/23/2054
OITIS 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	21.2	12/24/2019	12/23/2054

ANNEX II – Management I/S by Segment

(base date 12/31/2022):

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	NETWORKS						RENEWABLES									
	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation		4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	3,671	3,457	214	6%	13,649	12,095	1,554	13%	384	278	106	38%	1,416	1,166	250	21%
Operating Expenses	(889)	(810)	(79)	10%	(3,243)	(2,854)	(389)	14%	(98)	(83)	(15)	18%	(286)	(231)	(55)	24%
(-) Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(119)	(103)	(16)	16%	(500)	(349)	(151)	43%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+)Equity Accounting/Assets Sale	-	-	-	-	-	-	-	-	(184)	(483)	299	-62%	(182)	(414)	232	-56%
EBITDA	2,663	2,544	119	5%	9,906	8,892	1,014	11%	102	(288)	390	-135%	948	521	427	82%
Depreciation	(471)	(398)	(73)	18%	(1,695)	(1,515)	(180)	12%	(82)	(59)	(23)	39%	(282)	(208)	(74)	36%
Financial Income (Loss)	(857)	(751)	(106)	14%	(3,146)	(1,850)	(1,296)	70%	(42)	(50)	8	-16%	(221)	(164)	(57)	35%
IR/CS	(281)	(260)	(21)	8%	(477)	(1,303)	826	-63%	(25)	(21)	(4)	19%	(131)	(124)	(7)	6%
NET INCOME	1,054	1,135	(81)	-7%	4,588	4,224	364	9%	(47)	(418)	371	-89%	314	25	289	1156%
<hr/>													<hr/>			
LIBERALIZED													OTHER			
STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation		4Q22	4Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
	215	280	(65)	-23%	1,182	883	299	34%	(13)	(4)	(9)	225%	(46)	2	(48)	-2400%
(-) Operating Expenses	(51)	(69)	18	-26%	(166)	(217)	51	-24%	(80)	(51)	(29)	57%	(237)	(224)	(13)	6%
(-) Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(1)	(1)	-	0%	(5)	(1)	(4)	400%	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	163	210	(47)	-22%	1,011	665	346	52%	(93)	(55)	(38)	69%	(283)	(222)	(61)	27%
Depreciation	(15)	(17)	2	-12%	(67)	(64)	(3)	5%	(43)	(57)	14	-25%	(199)	(197)	(2)	1%
Financial Income (Loss)	(13)	(18)	5	-28%	(105)	(66)	(39)	59%	(35)	(90)	55	-61%	(328)	(203)	(125)	62%
IR/CS	(10)	(20)	10	-50%	(125)	(83)	(42)	51%	(7)	(9)	2	-22%	(19)	(13)	(6)	46%
Removals (Minority Shareholdings)	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	(26)	8	-31%	(69)	(141)	72	-51%
NET INCOME	125	155	(30)	-19%	714	452	262	58%	(196)	(237)	41	-17%	(898)	(776)	(122)	16%

ANNEX III – Balance Sheet by Segment

(base date 12/31/2022):

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION - R\$ Million	Networks			Renewables			Liberalized			Others	Consolidated
	Distribution	Transmission	Total networks	Wind farms	Hydro plants	Total renewables	Thermo plants	Commercialization and services	Total liberalized		
CURRENT ASSETS											
Current assets	2,603	446	3,049	976	187	1,163	75	124	199	1,134	5,545
Accounts receivable from clients and other	8,323	30	8,353	112	24	136	-	137	137	-	8,626
Marketable securities	72	-	72	-	-	-	-	-	-	-	72
Derivative financial instruments	639	29	668	3	-	3	65	2	67	-	738
Sectoral financial assets (Portion A and others)	1,681	-	1,681	-	-	-	-	-	-	-	1,681
Public service arrangements (contractual assets)	-	492	492	-	-	-	-	-	-	-	492
Other current assets	3,246	222	3,468	35	825	860	53	28	81	217	4,626
TOTAL CURRENT ASSETS	16,564	1,219	17,783	1,126	1,036	2,162	193	291	484	1,351	21,780
NON-CURRENT ASSETS											
Trade and other receivables	359	-	359	-	-	-	-	19	19	-	378
Marketable securities	84	10	94	292	-	292	-	1	1	-	387
Derivative financial instruments	1,411	-	1,411	-	44	44	-	8	8	-	1,463
Sectoral financial assets (Portion A and others)	352	-	352	-	-	-	-	-	-	-	352
Public service arrangements (financial assets)	18,516	-	18,516	-	-	-	-	-	-	-	18,516
Public service arrangements (contractual assets)	4,259	8,188	12,447	-	-	-	-	-	-	-	12,447
Investments in subsidiaries, associates and joint ventures	1	-	1	-	1,199	1,199	-	-	-	-	1,200
Rights of use	91	-	91	30	1	31	16	-	16	-	138
Property, Plant & Equipment ("PP&E")	4	17	21	5,815	2,681	8,496	999	2	1,001	42	9,560
Intangible assets	12,414	8	12,422	114	257	371	-	6	6	2	12,801
Other non-current assets	6,257	166	6,423	60	77	137	86	69	155	63	6,778
TOTAL NON-CURRENT ASSETS	43,748	8,389	52,137	6,311	4,259	10,570	1,101	105	1,206	107	64,020
TOTAL ASSETS	60,312	9,608	69,920	7,437	5,295	12,732	1,294	396	1,690	1,458	85,800
CURRENT LIABILITIES											
Trade payables and payables to contractors	3,474	707	4,181	1,058	24	1,082	84	69	153	122	5,538
Loans and funding	4,253	895	5,148	104	71	175	328	13	341	2,276	7,940
Derivative financial instruments	93	1	94	4	1	5	1	7	8	27	134
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other current liabilities	5,699	538	6,237	468	96	564	216	56	160	313	6,328
TOTAL CURRENT LIABILITIES	13,519	2,141	15,660	1,634	192	1,826	197	145	342	2,112	19,940
NON-CURRENT LIABILITIES											
Trade payables and payables to contractors	147	-	147	-	1	1	-	-	-	-	148
Loans and funding	22,028	2,082	24,110	2,099	683	2,782	599	94	693	3,098	30,683
Derivative financial instruments	91	-	91	-	-	-	-	5	5	101	197
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	342	-	342	-	-	-	-	-	-	-	342
Other non-current liabilities	7,913	1,625	9,538	252	380	632	19	31	50	32	10,252
TOTAL NON-CURRENT LIABILITIES	30,521	3,707	34,228	2,351	1,064	3,415	618	130	748	3,231	41,622
TOTAL LIABILITIES	44,040	5,848	49,888	3,985	1,256	5,241	815	275	1,090	5,343	61,562
NET EQUITY											
Attributable to controlling interest	15,944	3,736	19,680	3,452	4,039	7,491	479	121	600	-	3,885
Attributable to non-controlling interest	328	24	352	-	-	-	-	-	-	-	352
TOTAL NET EQUITY	16,272	3,760	20,032	3,452	4,039	7,491	479	121	600	(3,885)	24,238
TOTAL LIABILITIES AND NET EQUITY	60,312	9,608	69,920	7,437	5,295	12,732	1,294	396	1,690	1,458	85,800
DEBT											
Gross debt											
ASSETS											
CURRENT ASSETS											
Cash and cash equivalents	2,603	446	3,049	976	187	1,163	75	124	199	1,134	5,545
Marketable securities	72	-	72	-	-	-	-	-	-	-	72
Derivative financial instruments	639	29	668	3	-	3	65	2	67	-	738
NON-CURRENT ASSETS											
Marketable securities	84	10	94	292	-	292	-	1	1	-	387
Derivative financial instruments	1,411	-	1,411	-	44	44	-	8	8	-	1,463
LIABILITIES											
CURRENT LIABILITIES											
Loans and funding	4,253	895	5,148	104	71	175	328	13	341	2,276	7,940
Derivative financial instruments	93	1	94	4	1	5	1	7	8	27	134
NON-CURRENT LIABILITIES											
Loans and funding	22,028	2,082	24,110	2,099	683	2,782	599	94	693	3,098	30,683
Derivative financial instruments	91	-	91	-	-	-	-	5	5	101	197
Total Gross Debt	24,415	2,949	27,364	2,204	711	2,915	863	109	972	5,502	36,753
Total Net Debt	21,656	2,493	24,149	936	524	1,460	788	16	772	4,368	30,749

ANNEX IV – Consolidated Cash Flow

(base date 12/31/2022):

OPERATING ACTIVITIES CASH FLOW - R\$ Million	2022	2021
Net Income for the Period/Fiscal Year	4,787	4,066
Adjusted by:		
Depreciation and amortization	2,280	1,777
Write-off of non-current assets	213	126
Amortization of appreciation	0	233
Income from equity interest	(19)	(68)
Adjustment to fair value of assets classified as held for sale	201	482
Income tax	752	1,523
Net financial income	3,800	2,283
Estimated replacement value of the concession	(1,339)	(1,579)
Other	(2)	(252)
Variations of Assets and Liabilities		
Receivables from clients and other	1,234	(1,318)
Public Service Concession (Contractual assets and financial assets)	(3,646)	(3,591)
Accounts payable to suppliers and contractors	(1,341)	685
Net salaries, employees' benefits and taxes payable	(36)	(31)
Net sector financial assets and liabilities (Parcel A and other)	2,559	(2,485)
Other net taxes recoverable and sector charges	(1,293)	20
Provisions net of judicial deposits	(145)	(101)
Other net assets and liabilities	(719)	62
Net cash from operations	7,286	1,668
Dividends and interest on equity received	87	46
Debts charges paid	(2,649)	(1,250)
Net derivative instruments received (paid)	(840)	71
Financial investment revenue	822	186
Interest payment - Leasing	(26)	(15)
Tax on profit paid	(60)	(574)
Cash generated by operating activities	4,620	132
Cash flow from investment activities		
Acquisition of current and intangible assets	(1,656)	(2,998)
Capital increase	(47)	(40)
Public service concession (Contractual asset)	(5,698)	(4,637)
Investment in securities	(983)	(318)
Redemption of securities	997	84
Reclassification of cash from non-current assets held for sale	(22)	-
Cash used in investment activities	(7,409)	(10,324)
Cash flow of funding activities		
Loans and funding	12,923	15,718
Payment of funding costs	(94)	(77)
Payment of loan and funding principal	(8,171)	(5,230)
Escrow accounts	(30)	11
Liabilities associated with concessions	326	376
Payment of principal - Leasing	(47)	(44)
Net derivative instruments received	501	631
Dividends and equity interest paid to Neoenergia shareholders	(938)	(596)
Dividends and equity interest paid to non-controlling shareholders	(98)	(112)
Tender Offer Neoenergia Pernambuco	(326)	-
Cash used in investment activities	4,046	10,677
Increase (reduction) of cash and cash equivalents for the year	1,257	485
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	5,545	5,060
Cash and cash equivalents at the end of the period	6,802	5,545



DISCLAIMER

This document was prepared by NEOENERGIA S.A. with a view at indicating the general situation and progress of the Company's business. The document is a property of NEOENERGIA and should not be used for any purpose without prior written consent of NEOENERGIA.

The information contained in this document reflects current conditions and our view to date, and is subject to change. The document contains statements that represent NEOENERGIA expectations and projections about future events, which the Company cannot guarantee will materialize, since they involve a number of risks and uncertainties and may have results or consequences other than those discussed and anticipated herein.

All relevant information regarding the period and used by the Management in the running of the Company is evidenced in this document and in the Financial Statements.

Further information about the Company can be obtained on the Reference Form available on CVM website and on the Neoenergia Group Investor Relations website (ri.neoenergia.com).