

DESTAQUES (R\$ MM) 4T25	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Margem Bruta	5.066	4.720	7%	18.979	17.618	8%
Despesas Operacionais	(1.051)	(1.129)	(7%)	(4.295)	(4.240)	1%
EBITDA	3.974	3.077	29%	14.290	12.517	14%
Resultado Financeiro	(1.359)	(1.377)	(1%)	(5.807)	(4.992)	16%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.475	852	73%	5.031	3.635	38%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	214	582	(63%)	1.596	1.504	6%
IFRS 15 + Operações Corporativas	512	(343)	N/A	1.266	442	186%
EBITDA Caixa	3.248	2.838	14%	11.428	10.571	8%

INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Injetada (GWh) (cativo + livre + GD)	23.128	22.635	2,2%	89.453	87.218	2,6%
Energia Distribuída (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	19.838	19.353	2,5%	77.108	75.684	1,9%
Número de Clientes (mil)	16.917	16.575	2%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2025	2024	Variação
Dívida Líquida ¹ /EBITDA ²	3,41	3,45	(0,04)
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

¹ Dívida Líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

² EBITDA 12 meses

Destques Financeiro e Operacionais:

- Crescimento de 2,2% da energia injetada, incluindo GD, no 4T25 e de 2,6% em 2025;
- Despesas operacionais controladas: -6,9% no 4T25, devido a gastos não recorrentes no 4T24, e +1,3% em 2025;
- EBITDA Caixa: R\$ 3,3 bilhões no 4T25 (+14% vs. 4T24) e R\$ 11,4 bilhões em 2025 (+8% vs. 2024), destaque para os reajustes positivos de parcela B das distribuidoras e despesas controladas;
- Lucro: R\$ 1,5 bilhão no 4T25 (+73% vs. 4T24) e R\$ 5 bilhões em 2025 (+38% vs. 2024);
- CAPEX: R\$ 10,1 bilhões em 2025, sendo R\$ 6,5 bilhões em distribuição levando a uma RAB de R\$ 44,2 bilhões;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,41x no 4T25;
- Rotação de Ativos: Desinvestimento na Hidrelétrica Dardanelos com *Enterprise Value* de R\$ 2,5 Bi no 4T25;
- Fim do ciclo dos investimentos em transmissão, que corresponde a uma RAP de R\$ 2 Bi.

CONFERÊNCIA DE RESULTADOS 4T25

Quinta-feira, 12 de fevereiro de 2026

Horário: 10:00 (BRT) | 8:00 (ET)

(com tradução simultânea para o inglês)

Acesso ao Webcast: https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=ConferenciadeResultados4T25-Neoenergia_472

SUMÁRIO

MENSAGEM DO PRESIDENTE	3
1. DESEMPENHO OPERACIONAL	5
1.1. Redes	5
1.2. Geração e Clientes	14
1.2.1. Renováveis	14
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	17
2.1. Consolidado	17
2.2. Redes	18
2.3. Geração e Clientes	25
3. EBITDA (LAJIDA)	28
4. RESULTADO FINANCEIRO	28
5. INVESTIMENTOS	29
5.1. Redes	29
5.2. Geração e Clientes	30
6. ENDIVIDAMENTO	30
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	30
6.2. Cronograma de amortização das dívidas	31
6.3. Perfil Dívida	32
7. RATING	32
8. MERCADO DE CAPITAIS	32
9. ESG	33
10. OUTROS TEMAS	34
10.1. Clientes Baixa Renda	34
10.2. Reajuste Neoenergia Brasília	34
10.3. Aumento de participação na UHE Corumbá	34
10.4. Venda da UHE Dardanelos	34
10.5. Remuneração de Acionistas	35
11. NOTA DE CONCILIAÇÃO	35
ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio	37
ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio	38
ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado	39

MENSAGEM DO PRESIDENTE

2025 representou um ano de grandes conquistas para a Neoenergia, marcado por resultados sólidos e avanços estratégicos que reforçam nosso papel como protagonistas do setor elétrico brasileiro. Encerramos o ano com EBITDA de R\$ 14,3 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 5 bilhões, crescimento de respectivamente 14% e 38% em relação ao ano anterior, mesmo em um cenário econômico desafiador. Mantivemos nosso foco na eficiência operacional e disciplina de gastos, com nossas despesas crescendo apenas 1%, abaixo da inflação do período, e absorvendo ainda o incremento da nossa base de clientes e da entrada em operação de novos negócios.

Mantivemos nossa estratégia estruturada de valorização e rotação de nossos ativos, concluindo diversas transações relevantes ao longo do ano: finalizamos a venda de UHE Baixo Iguaçu, reforçamos a nossa parceria com o GIC com a venda de 50% da linha de transmissão de Itabapoana, nosso 9º ativo em conjunto, ampliamos nossa participação na UHE Corumbá e realizamos também a venda de 75% da UHE Dardanelos, usina cujo controle havíamos obtido em 2023 e assim maximizando o valor do ativo para nossos acionistas.

Preservamos também nossa estratégia de crescimento sustentável, baseado em um plano estratégico sólido e na rigorosa disciplina na alocação de capital. Em 2025, realizamos um Capex recorde de R\$ 10,1 bilhões, direcionados principalmente ao negócio de distribuição e ao fim do ciclo de investimentos na transmissão.

Esses investimentos foram suportados pela nossa solidez financeira e por um robusto plano de captação, onde destaco a emissão de debentures de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern com o menor *spread* do mercado de capitais brasileiro, além de termos obtido o primeiro financiamento do JICA vinculado às metas ESG no mundo e ainda um financiamento verde de €300 milhões do Banco Europeu de Investimento para modernizar a rede elétrica da Bahia.

Em Distribuição, foram R\$ 6,5 bilhões investidos na expansão da rede, na conexão de novos clientes e na digitalização e modernização das redes, tornando-as mais resilientes frente a eventos climáticos e garantindo maior qualidade e segurança para nossos 17 milhões de clientes. Como reflexo desse robusto investimento, encerramos o ano com todas as nossas 5 distribuidoras enquadradas nos limites regulatórios de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), valorizando e assegurando que nossos clientes recebam energia com qualidade, segurança e continuidade.

Clientes que seguem no centro de nossa estratégia: finalizamos em 2025 a reforma e padronização de 100% de nossas lojas de atendimento e fortalecemos ainda mais nossos canais de comunicação, esforços que nos garantiram o Prêmio CONAREC, principal reconhecimento de *Customer Experience* no Brasil.

Como consequência de todo esse investimento, fomos protagonistas no Prêmio ABRADÉE de 2025, conquistando um resultado histórico e reafirmando mais uma vez nossa excelência operacional: temos a melhor distribuidoras do país - Neoenergia Cosern -, a melhor distribuidora da região Sudeste - Neoenergia Elektro - e ganhamos ainda outros 6 prêmios, com destaque para o prêmio de melhor evolução de desempenho operacional do país para a Neoenergia Brasília.

Outro marco importante no ano foi a assinatura do novo contrato de concessão da Neoenergia Pernambuco, a primeira e única distribuidora do país a obter em 2025 de forma antecipada a prorrogação da concessão por mais 30 anos. Também avançamos com os processos de prorrogação antecipada de Neoenergia Coelba, Neoenergia Elektro e Neoenergia Cosern, que já tiveram aprovação pela ANEEL.

Em transmissão, foram R\$ 3,3 bilhões investidos, finalizando o nosso ciclo atual de investimentos no negócio com a entrega dos últimos 4 lotes previstos para 2025, que adicionaram mais de R\$ 1 bilhão de Receita Anual Permitida (RAP)

ao portfólio. A Neoenergia é hoje o 5º maior player do país no segmento, com mais de 8 mil km de linhas em 15 estados e mais de R\$ 2 bilhões de RAP.

No negócio de Geração, mantivemos a alta disponibilidade de nossos ativos de geração renovável, mesmo diante de desafios setoriais como menor recurso eólico e *curtailment*.

No negócio de Comercialização, alcançamos recorde de venda de energia com foco no mercado varejista e entregamos nossos 2 primeiros projetos de eletrificação da indústria, além de ter iniciado o desenvolvimento de outros 5 projetos.

Nos orgulhamos de ser uma das empresas mais inovadoras do setor elétrico brasileiro: somente em 2025 foram mais de R\$ 468 milhões investidos em projetos voltados para Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e consolidamos nossa posição de pioneirismo na transição energética, com 2 projetos marcantes: o lançamento do Projeto Noronha Verde, que descarbonizará a geração de energia no arquipélago; e a conclusão em Brasília das obras da nossa primeira planta de Hidrogênio Verde (H2V), um marco para a produção de energia limpa e para o avanço de soluções sustentáveis no país.

Mantendo nosso histórico compromisso com o desenvolvimento social das áreas onde atuamos e da equidade em nossa empresa, formamos mais de 125 mulheres em nossas Escolas de Eletricistas em 2025, representando quase 35% do total de alunos formados. Desde sua criação, já foram mais de 1.359 alunas formadas e 1.052 contratadas. Nossa Escola exclusiva para mulheres foi reconhecida em 2025 como um exemplo global de “Diversidade, Equidade e Inclusão” pelo Fórum Econômico Mundial.

E por meio do Instituto Neoenergia investimos R\$ 32,5 milhões, entre recursos próprios e incentivados, com iniciativas voltadas para desenvolvimento e apoio a projetos de impacto social, beneficiando direta e indiretamente mais de 3 milhões de pessoas nos territórios onde atuamos. Essas ações reforçam nosso compromisso com a sociedade e com as metas ESG.

Por fim, a segurança e o bem-estar de nossos colaboradores permanecem como prioridade absoluta em todas as nossas operações. Realizamos diversas ações ao longo do ano para reforçar a importância da segurança no dia a dia e minimizar acidentes. Reforçamos nossas oficinas de percepção de risco das equipes de campo, aumentamos as inspeções virtuais de equipamentos e das observações comportamentais da liderança. Além disso, ganhamos a nível nacional o Prêmio ABERJE, com a campanha sobre segurança na rede elétrica durante o carnaval.

Vale ressaltar ainda que, refletindo a qualidade de nosso ambiente de trabalho e o protagonismo que nossos colaboradores detêm, fomos reconhecidos pelo segundo ano consecutivo pelo *Great Place to Work* com o título de melhor empresa para se trabalhar no setor elétrico. Além disso, conquistamos a certificação *Top Employer*, uma das certificações mais reconhecidas no mundo, refletindo nossa excelência nas práticas de gestão de pessoas e contribuição para o desenvolvimento pessoal e profissional de nossos colaboradores.

Encerramos 2025 com orgulho das nossas realizações e confiança no futuro. Essa consistência e o nosso compromisso com as entregas, com a disciplina de gastos, com a correta alocação de capital e a operação de qualidade de nossos ativos se refletiu na valorização de nossas ações em mais de 75% no ano, acima do IBOVESPA e outras referências de mercado.

Reflete ainda a confiança de nosso acionista controlador tanto na Neoenergia quanto no Brasil: a Iberdrola finalizou em outubro a aquisição da participação societária detida pela Previ, passando a deter 83,8% do capital social da Neoenergia e protocolou, em novembro, pedido de registro de oferta pública para aquisição (OPA) da totalidade das ações da Neoenergia.

Agradeço aos nossos colaboradores pelo empenho e aos acionistas pela confiança. Juntos, seguiremos construindo uma Neoenergia cada vez mais rentável, sustentável, inovadora e inclusivo.

Eduardo Capelastegui

CEO Neoenergia

1. DESEMPENHO OPERACIONAL

Os negócios do Grupo Neoenergia são apresentados de forma gerencial neste informe da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão e (ii) Geração e Clientes – geração eólica, geração hidrelétrica, geração solar, geração térmica e comercialização de energia.

1.1. Redes

1.1.1. Distribuidoras

1.1.1.1. Número de Consumidores

As distribuidoras da Neoenergia encerraram 2025 com 17,0 milhões de consumidores ativos (+2,2% vs. 2024), crescimento de 362 mil novas unidades consumidoras, conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores (milhares)	4T25						4T24						VARIÇÃO					
	Consolidado	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Bahia	 Neoenergia São Paulo	Consolidado	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Bahia	 Neoenergia São Paulo	Consolidado	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Bahia	 Neoenergia São Paulo
Residencial	15.206	6.218	3.830	1.446	2.636	1.076	14.838	6.056	3.725	1.417	2.589	1.051	368	161	105	29	47	26
Industrial	38	10	6	2	19	1	38	10	6	2	19	1	0	0	(0)	0	(0)	(0)
Comercial	1.118	443	228	115	212	121	1.113	442	227	113	211	120	5	2	0	1	1	1
Rural	466	172	113	45	125	10	479	179	118	47	126	10	(13)	(7)	(4)	(2)	(0)	(0)
Outros	177	72	35	30	34	6	176	72	34	29	34	7	2	1	0	1	0	(0)
Total	17.006	6.915	4.212	1.638	3.027	1.214	16.644	6.758	4.110	1.608	2.979	1.188	362	157	101	30	48	26

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + GD) foi 19.838 GWh no 4T25 (+2,5% vs. 4T24) e 77.108 GWh em 2025 (+1,9% vs. 2024) em razão da maior base de clientes que compensou as menores temperaturas. Vale destacar que conforme as distribuidoras passam por revisões tarifárias, seus mercados de referência são ajustados de modo a compensar as migrações para geração distribuída.

A seguir, os valores de energia distribuída por distribuidora e por tipo de cliente e mercado:

Resultados em 31 de dezembro de 2025
Publicado em 11 de fevereiro de 2026



Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			Consolidado		
	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%
Residencial	2.010	2.047	(1,8%)	1.492	1.498	(0,4%)	582	599	(2,9%)	1.349	1.388	(2,8%)	677	677	0,1%	6.110	6.209	(1,6%)
Industrial	61	91	(33,1%)	43	70	(39,3%)	18	26	(30,0%)	103	146	(29,5%)	4	7	(34,1%)	229	340	(32,6%)
Comercial	501	527	(4,9%)	322	428	(24,7%)	133	141	(5,3%)	371	471	(21,3%)	300	328	(8,5%)	1.627	1.895	(14,1%)
Rural	789	678	16,5%	128	136	(6,3%)	108	121	(10,2%)	186	205	(9,4%)	30	27	12,6%	1.241	1.166	6,4%
Outros	597	593	0,7%	333	352	(5,3%)	157	158	(1,1%)	269	306	(12,0%)	220	283	(22,1%)	1.576	1.692	(6,8%)
Mercado Cativo	3.959	3.935	0,6%	2.318	2.485	(6,7%)	999	1.045	(4,5%)	2.277	2.516	(9,5%)	1.232	1.321	(6,7%)	10.784	11.302	(4,6%)
Industrial	1.236	1.199	3,0%	749	714	4,9%	350	317	10,4%	2.002	1.983	1,0%	160	144	10,9%	4.497	4.358	3,2%
Comercial	435	383	13,5%	415	349	18,9%	119	100	19,0%	371	313	18,6%	253	209	21,1%	1.593	1.354	17,7%
Rural	23	17	41,0%	20	16	28,0%	18	9	95,2%	75	69	8,6%	2	1	7,4%	139	113	23,4%
Outros	222	216	2,5%	133	129	3,5%	47	45	6,4%	205	183	11,9%	53	29	83,2%	661	602	9,7%
Suprimento	0	0	-	65	65	0,8%	0	0	-	0	0	-	45	37	21,4%	III	102	8,9%
Mercado Livre + Suprimento	1.916	1.816	5,5%	1.383	1.273	8,7%	535	471	13,6%	2.654	2.549	4,1%	512	420	21,9%	7.001	6.529	7,2%
Residencial	348	256	36,0%	247	191	29,2%	172	121	42,4%	160	136	17,3%	52	32	61,0%	979	736	32,9%
Industrial	23	14	67,5%	30	27	10,6%	7	8	(10,2%)	19	16	13,4%	3	2	49,5%	81	67	21,9%
Comercial	245	183	34,0%	203	156	29,5%	92	81	14,1%	139	112	24,3%	119	80	48,3%	798	612	30,3%
Rural	67	38	76,3%	24	24	2,3%	14	10	36,6%	50	13	274,9%	6	4	55,6%	162	89	80,9%
Outros	11	3	247,9%	8	6	42,4%	2,9	2	19,5%	8	4	85,3%	3	2	38,5%	33	18	87,1%
Energia de compensação GD	695	494	40,7%	512	404	26,7%	288	222	29,8%	375	282	33,1%	182	120	51,8%	2.052	1.522	34,9%
Residencial	2.358	2.302	2,4%	1.739	1.690	2,9%	754	720	4,7%	1.508	1.524	(1,1%)	729	709	2,9%	7.089	6.945	2,1%
Industrial	1.320	1.305	1,2%	822	812	1,3%	375	351	6,9%	2.123	2.145	(1,0%)	167	153	9,4%	4.807	4.765	0,9%
Comercial	1.181	1.093	8,0%	940	934	0,7%	344	321	7,2%	881	896	(1,7%)	671	616	8,9%	4.018	3.861	4,1%
Rural	880	732	20,2%	173	176	(2,0%)	141	141	0,3%	311	288	8,2%	37	32	17,5%	1.542	1.368	12,7%
Outros	830	813	2,1%	474	486	(2,4%)	207	206	0,8%	482	494	(2,3%)	276	314	(12,0%)	2.270	2.312	(1,8%)
Suprimento	0	0	-	65	65	0,8%	0	0	-	0	0	-	45	37	21,4%	III	102	8,9%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	6.570	6.244	5,2%	4.214	4.162	1,2%	1.822	1.737	4,9%	5.306	5.347	(0,8%)	1.926	1.862	3,5%	19.838	19.353	2,5%

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			Consolidado		
	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%
Residencial	8.022	8.132	(1,4%)	5.881	5.985	(1,7%)	2.385	2.474	(3,6%)	5.489	5.564	(1,4%)	2.597	2.582	0,6%	24.373	24.737	(1,5%)
Industrial	253	457	(44,7%)	186	312	(40,6%)	82	121	(32,1%)	413	714	(42,2%)	16	33	(53,2%)	949	1.638	(42,1%)
Comercial	2.134	2.566	(16,8%)	1.325	1.795	(26,2%)	579	687	(15,8%)	1.596	1.975	(19,2%)	1.139	1.353	(15,8%)	6.773	8.375	(19,1%)
Rural	2.755	2.528	9,0%	464	465	(0,2%)	360	383	(6,1%)	755	865	(12,7%)	116	127	(9,2%)	4.449	4.369	1,8%
Outros	2.323	2.552	(9,0%)	1.355	1.462	(7,3%)	625	622	0,6%	1.105	1.225	(9,8%)	930	1.208	(23,0%)	6.337	7.068	(10,3%)
Mercado Cativo	15.486	16.235	(4,6%)	9.210	10.018	(8,1%)	4.031	4.287	(6,0%)	9.358	10.343	(9,5%)	4.797	5.302	(9,5%)	42.881	46.188	(7,2%)
Industrial	4.865	4.594	5,9%	2.908	2.793	4,1%	1.304	1.194	9,2%	7.818	7.482	4,5%	588	548	7,2%	17.482	16.610	5,3%
Comercial	1.706	1.425	19,7%	1.576	1.313	20,0%	456	381	19,8%	1.453	1.186	22,5%	924	735	25,7%	6.114	5.040	21,3%
Rural	76	41	85,4%	69	49	38,8%	51	11	347,6%	264	239	10,5%	6	5	10,7%	465	346	34,5%
Outros	892	621	43,6%	524	477	9,8%	183	174	5,0%	777	639	21,5%	213	39	451,3%	2.588	1.951	32,7%
Suprimento	0	0	15,1%	254	237	7,2%	2	2	22,7%	0	0	-	145	154	(5,8%)	402	393	2,1%
Mercado Livre + Suprimento	7.539	6.682	12,8%	5.330	4.869	9,5%	1.995	1.762	13,3%	10.312	9.546	8,0%	1.876	1.481	26,6%	27.052	24.340	11,1%
Residencial	1.264	888	42,2%	879	614	43,1%	615	410	50,0%	552	394	40,1%	171	112	53,3%	3.480	2.418	43,9%
Industrial	76	48	58,5%	102	90	13,5%	29	27	6,9%	67	53	26,5%	9	6	58,2%	284	224	26,6%
Comercial	862	640	34,8%	681	521	30,7%	356	284	25,3%	485	343	41,3%	391	281	39,1%	2.775	2.069	34,1%
Rural	207	137	50,8%	85	65	31,8%	47	27	70,9%	174	130	34,3%	22	15	50,1%	535	374	43,2%
Outros	25	11	124,2%	24	24	(2,6%)	11	9	29,8%	30	22	36,5%	10	7	57,1%	100	73	38,1%
Energia de compensação GD	2.435	1.725	41,1%	1.771	1.314	34,8%	1.058	757	39,7%	1.307	941	38,9%	604	420	43,8%	7.174,3	5.157	39,1%
Residencial	9.285	9.020	2,9%	6.759	6.599	2,4%	2.999	2.884	4,0%	6.041	5.958	1,4%	2.768	2.694	2,8%	27.853	27.155	2,6%
Industrial	5.194	5.099	1,9%	3.196	3.195	0,0%	1.415	1.342	5,4%	8.297	8.248	0,6%	613	588	4,3%	18.715	18.472	1,3%
Comercial	4.702	4.631	1,5%	3.582	3.629	(1,3%)	1.390	1.351	2,9%	3.534	3.504	0,9%	2.454	2.369	3,6%	15.662	15.484	1,2%
Rural	3.039	2.707	12,3%	617	578	6,7%	458	422	8,4%	1.193	1.234	(3,3%)	143	147	(2,6%)	5.450	5.088	7,1%
Outros	3.240	3.185	1,7%	1.902	1.963	(3,1%)	819	805	1,8%	1.911	1.886	1,3%	1.153	1.253	(8,0%)	9.026	9.091	(0,7%)
Suprimento	0	0	-	254	237	7,2%	2	2	-	0	0	-	145	154	(5,8%)	402	393	2,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	25.460	24.641	3,3%	16.311	16.203	0,7%	7.083	6.806	4,1%	20.977	20.829	0,7%	7.277	7.205	1,0%	77.108	75.684	1,9%

O consumo total residencial consolidou 7.089 GWh no 4T25, +2,1% vs. 4T24, e 27.853 GWh em 2025, +2,6% vs. 2024, apresentando incremento nas 5 distribuidoras no ano.

O consumo da classe industrial consolidado atingiu 4.807 GWh no 4T25, +0,9% vs. 4T24. Observa-se crescimento em Neoenergia Brasília (+9,4%), Cosern (+6,9%), Pernambuco (+1,3%) e Coelba (+1,2%) compensando a redução da Neoenergia Elektro (-1,0%). No ano, a classe apresentou crescimento de +1,3% vs. 2024, com destaque para o crescimento na Neoenergia Cosern (+5,4%) e Brasília (+4,4%).

A classe comercial consolidou 4.018 GWh no 4T25, +4,1% vs. 4T24, e 15.662 GWh em 2025, +1,2% vs. 2024.

A classe rural encerrou o trimestre com consumo de 1.542 GWh, +12,7% vs. 4T24, e de 5.450 GWh em 2025, +7,1% vs. 2024, devido a maior demanda por irrigação por menor volume de chuvas, sobretudo, nas áreas de concessão de Neoenergia Coelba e Brasília, +20,2% e 17,5% 4T25 vs. 4T24, respectivamente.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram 2.270 GWh de consumo no 4T25, -1,8% vs. 4T24, e 9.026 GWh em 2025, -0,7% vs. 2024.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada total, incluindo GD, foi de 23.128 GWh no 4T25, +2,2% vs. 4T24, e de 89.453 GWh em 2025, +2,6% vs. 2024, influenciado por maior base de clientes que compensaram as menores temperaturas.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T25	4T24	4T25 x 4T24		2025	2024	2025 x 2024	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	10.784	11.302	(518)	(4,6%)	42.881	46.188	(3.307)	(7,2%)
Mercado Livre + Suprimento	7.001	6.529	472	7,2%	27.052	24.340	2.713	11,1%
Energia Distribuída (A)	17.785	17.831	(46)	(0,3%)	69.933	70.527	(593)	(0,8%)
Energia Perdida (B)	2.434	2.741	(307)	(11,2%)	10.205	10.492	(287)	(2,7%)
Não Faturado (C)	221	141	80	56,7%	44	(96)	140	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	20.440	20.713	(273)	(1,3%)	80.182	80.922	(740)	(0,9%)
Energia Injetada pela GD (E)	2.688	1.922	766	39,9%	9.271	6.296	2.975	47,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	23.128	22.635	493	2,2%	89.453	87.218	2.235	2,6%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T25	4T24	4T25 x 4T24		2025	2024	2025 x 2024	
			Dif	%			Dif	%
 Coelba								
Mercado Cativo	3.959	3.935	23	0,6%	15.486	16.235	(749)	(4,6%)
Mercado Livre + Suprimento	1.916	1.816	100	5,5%	7.539	6.682	857	12,8%
Energia Distribuída (A)	5.875	5.751	123	2,2%	23.025	22.917	108	0,5%
Energia Perdida (B)	981	1.135	(154)	(13,6%)	4.183	4.291	(108)	(2,5%)
Não Faturado (C)	60	82	(22)	(26,8%)	35	(27)	62	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	6.915	6.968	(53)	(0,8%)	27.243	27.181	62	0,2%
Energia Injetada pela GD (E)	914	643	271	42,1%	3.182	2.149	1.033	48,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	7.830	7.611	218	2,9%	30.425	29.330	1.095	3,7%

 Pernambuco								
Mercado Cativo	2.318	2.485	(167)	(6,7%)	9.210	10.018	(808)	(8,1%)
Mercado Livre + Suprimento	1.383	1.273	111	8,6%	5.330	4.869	461	9,5%
Energia Distribuída (A)	3.702	3.758	(56)	(1,5%)	14.540	14.888	(348)	(2,3%)
Energia Perdida (B)	765	855	(90)	(10,5%)	3.261	3.277	(16)	(0,5%)
Não Faturado (C)	114	60	54	90,0%	(13)	(24)	11	(45,8%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	4.581	4.673	(92)	(2,0%)	17.788	18.141	(353)	(1,9%)
Energia Injetada pela GD (E)	651	491	160	32,6%	2.211	1.513	698	46,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.232	5.164	68	1,3%	20.000	19.654	346	1,8%

 Cosern								
Mercado Cativo	999	1.045	(47)	(4,4%)	4.031	4.287	(257)	(6,0%)
Mercado Livre + Suprimento	535	471	64	13,6%	1.995	1.762	234	13,2%
Energia Distribuída (A)	1.534	1.516	18	1,2%	6.026	6.049	(23)	(0,4%)
Energia Perdida (B)	88	146	(58)	(39,7%)	461	567	(106)	(18,7%)
Não Faturado (C)	50	45	6	11%	(2)	2	(4)	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.672	1.706	(34)	(2,0%)	6.485	6.618	(133)	(2,0%)
Energia Injetada pela GD (E)	378	287	91	31,7%	1.340	909	431	47,4%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.050	1.993	57	2,9%	7.825	7.527	298	4,0%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T25	4T24	4T25 x 4T24		2025	2024	2025 x 2024	
			Dif	%			Dif	%
								
Mercado Cativo	2.277	2.516	(239)	(9,5%)	9.358	10.343	(985)	(9,5%)
Mercado Livre + Suprimento	2.654	2.549	105	4,1%	10.312	9.546	766	8,0%
Energia Distribuída (A)	4.931	5.065	(134)	(2,6%)	19.669	19.889	(220)	(1,1%)
Energia Perdida (B)	303	375	(73)	(19,2%)	1.314	1.503	(189)	(12,6%)
Não Faturado (C)	48	(27)	75	N/A	33	(58)	91	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	5.282	5.414	(132)	(2,4%)	21.016	21.334	(318)	(1,5%)
Energia Injetada pela GD (E)	528	348	180	51,7%	1.768	1.138	630	55,4%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.810	5.762	48	0,8%	22.784	22.472	312	1,4%

								
Mercado Cativo	1.232	1.321	(89)	(6,7%)	4.797	5.302	(505)	(9,5%)
Mercado Livre + Suprimento	512	420	92	21,9%	1.876	1.481	395	26,7%
Energia Distribuída (A)	1.744	1.741	3	0,2%	6.673	6.784	(111)	(1,6%)
Energia Perdida (B)	297	230	67	29,1%	987	854	132	15,6%
Não Faturado (C)	(52)	(19)	(33)	173,7%	(9)	11	(20)	(181,8%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.990	1.952	37	1,9%	7.650	7.649	2	0,0%
Energia Injetada pela GD (E)	216	153	63	41,2%	769	588	181	30,8%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.205	2.105	100	4,8%	8.419	8.237	182	2,2%

NOTA: Energia Distribuída não considera energia de compensação GD.

1.1.1.4. Perdas

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

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	10,91%	10,88%	10,87%	10,87%	10,87%	4,78%	4,91%	4,99%	4,98%	4,61%	15,69%	15,79%	15,86%	15,85%	15,48%	16,61%
 Neoenergia Pernambuco	9,60%	9,61%	9,47%	9,46%	9,59%	8,33%	8,38%	8,64%	8,91%	8,67%	17,93%	17,98%	18,11%	18,37%	18,26%	16,91%
 Neoenergia Cosern	7,72%	7,78%	8,22%	8,54%	8,85%	0,88%	(0,01%)	(0,22%)	(1,07%)	(1,77%)	8,60%	7,77%	7,99%	7,48%	7,08%	11,14%
 Neoenergia Elektro	5,95%	5,95%	5,94%	5,98%	6,05%	0,83%	1,21%	0,42%	0,31%	0,36%	6,77%	7,16%	6,37%	6,29%	6,41%	8,07%
 Neoenergia Brasília	8,34%	8,37%	8,44%	8,41%	8,40%	2,96%	3,64%	3,93%	4,02%	4,38%	11,30%	12,01%	12,38%	12,44%	12,77%	11,97%

DISTRIBUIDORAS	Perdas Totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	2.965	2.967	2.975	2.968	2.962	1.299	1.341	1.354	1.352	1.246	4.264	4.309	4.329	4.321	4.209	4.985
 Neoenergia Pernambuco	1.742	1.729	1.700	1.691	1.705	1.511	1.519	1.567	1.609	1.562	3.253	3.248	3.267	3.300	3.268	3.264
 Neoenergia Cosern	511	509	538	557	574	58	1	0,4	(57)	(109)	569	510	538	500	465	857
 Neoenergia Elektro	1.269	1.279	1.264	1.264	1.271	176	259	94	71	82	1.445	1.538	1.358	1.334	1.353	2.363
 Neoenergia Brasília	638	639	644	640	643	227	279	299	306	332	864	918	943	946	975	979

NOTAS: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de dezembro de 2025 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2024 foram ajustados para a apuração definitiva. (2) Limite regulatório 12 meses

Em abril/25 a Aneel aprimorou a metodologia de cálculo da cobertura regulatória de perdas não técnicas em função dos impactos do crescimento da Geração Distribuída que reduz o faturamento das distribuidoras em função da energia compensada dos consumidores pertencentes ao sistema de compensação. A alteração vale a partir dos processos tarifários de 2025, e, portanto já ocorreu para Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em abr/25, para Neoenergia Elektro em ago/25 e para Neoenergia Brasília em out/25.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 15,48% no 4T25, abaixo do seu limite regulatório de 16,61%.

Na Neoenergia Pernambuco, o indicador encerrou o 4T25 em 18,26%, abaixo do 3T25 que foi de 18,37%, porém acima do seu patamar regulatório de 16,91%.

Já a Neoenergia Cosern finalizou o 4T25 em 7,08%, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,14%.

Assim como a Neoenergia Elektro, que encerrou o período em 6,41%, também abaixo do limite regulatório de 8,07%.

Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas totais 12 meses de 12,77% no 4T25, acima do limite regulatório de 11,97%.

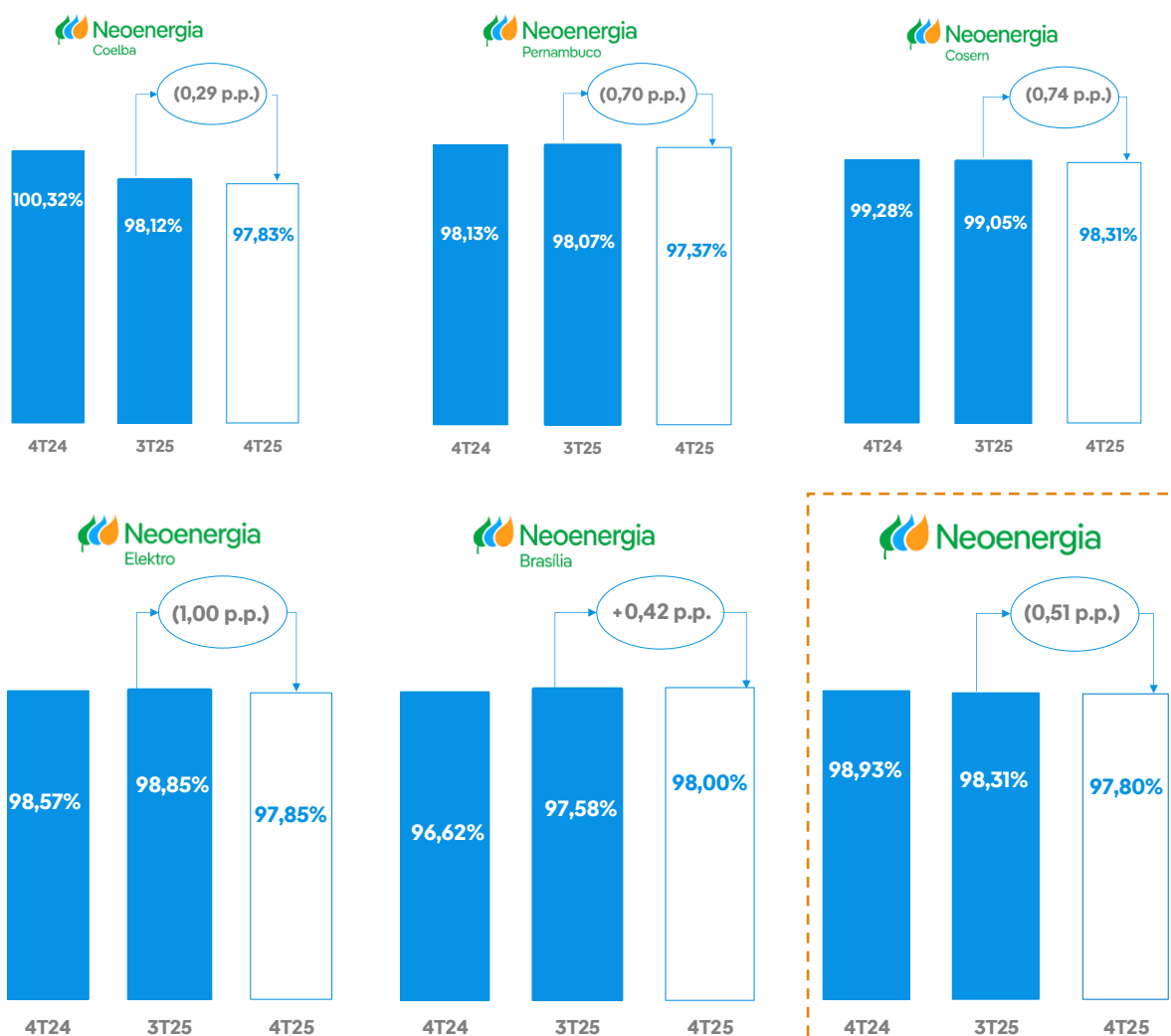
Em 2025 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas nas 5 distribuidoras:

- Realização de mais de 300 mil inspeções, recuperando mais de 361 GWh;
- Substituição de mais de 335 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- Regularização de mais de 225 mil clandestinos;
- Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em 151 mil pontos, recuperando mais de 41 GWh; e
- Realização de 395 ações com apoio policial.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

O índice de arrecadação reflete a capacidade de pagamento dos clientes e a eficácia das ações de cobrança da Companhia.

O gráfico abaixo apresenta o resultado acumulado nos últimos 12 meses e seu comportamento em relação aos períodos anteriores.



A taxa de arrecadação consolidada no 4T25 segue elevada alcançando 97,80%.

PECLD/ ROB		4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	Limite Regulatório 4T25	2025	Limite Regulatório 2025
	ROB	4.441	4.271	4.127	3.828	4.248	4.248	16.474	16.474
	PECLD	53	53	43	42	60	54	198	209
	Inadimplência	1,20%	1,24%	1,03%	1,10%	1,41%	1,28%	1,20%	1,27%
	ROB	2.557	2.475	2.422	2.203	2.556	2.556	9.656	9.656
	PECLD	32	57	43	50	50	38	201	149
	Inadimplência	1,26%	2,31%	1,78%	2,27%	1,97%	1,47%	2,08%	1,55%
	ROB	1.123	1.025	1.090	1.023	1.249	1.249	4.387	4.387
	PECLD	5	5	6	4	5	6	20	22
	Inadimplência	0,41%	0,50%	0,57%	0,38%	0,38%	0,45%	0,46%	0,49%
	ROB	3.062	3.042	2.775	2.836	3.271	3.271	11.924	11.924
	PECLD	32	25	28	16	28	19	97	75
	Inadimplência	1,04%	0,81%	1,01%	0,57%	0,86%	0,59%	0,81%	0,63%
	ROB	1.415	1.242	1.250	1.314	1.447	1.447	5.252	5.252
	PECLD	17	15	6	14	13	8	48	30
	Inadimplência	1,23%	1,19%	0,50%	1,04%	0,90%	0,58%	0,91%	0,58%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

No 4T25 foram adotadas diversas ações de cobrança nas 5 distribuidoras com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, consequentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:

- Realização de 517 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;
- Acompanhamentos de 117 mil instalações de clientes que sofreram suspensão do fornecimento;
- Negativações de mais de 2,5 milhões consumidores;
- Protesto de 411 mil títulos através dos cartórios e envio de notificações;
- 12 milhões cobranças terceirizadas através das assessorias de cobrança;
- Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito ou de crédito;
- Negociações para 291 mil consumidores através da plataforma digital;
- 68 milhões de comunicações através de Whatsapp, SMS, URA e e-mails.

1.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição.

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

	DEC (horas)				FEC (vezes)			
	4T25	4T24	Δ %	Limite regulatório	4T25	4T24	Δ %	Limite regulatório
 Neoenergia Coelba	9,39	10,24	(8%)	12,11	3,76	4,09	(8%)	6,20
 Neoenergia Pernambuco	10,36	10,97	(6%)	11,63	4,24	4,55	(7%)	6,69
 Neoenergia Cosern	6,07	8,30	(27%)	9,66	2,91	2,96	(2%)	5,85
 Neoenergia Elektro	6,15	6,45	(5%)	7,66	3,39	3,49	(3%)	5,62
 Neoenergia Brasília	5,73	5,04	14%	6,80	3,93	3,80	3%	4,73

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 2024 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

Ao final de 2025, nosso portfólio era de 18 ativos de transmissão, conforme tabela a seguir:

Leilão	Lote	Ativo	Participação Neoenergia	Localização	Extensão (Km)	Subestação²	RAP³ (R\$ MM)
-	-	Afluentes T	100%	BA	483	3 subestações	76
Leilão Jun/08	E	Narandiba¹		BA		1 subestação	17
Leilão Jun/11	G	Narandiba¹ Extremoz II¹	50%	BA		-	5
Leilão Mai/12	D	Brumado II¹		RN		-	12
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	100%	RN/PB	190	-	36
	4	Dourados	50%	MS	610	1 subestação	98
Leilão Abr/17	20	Atibaia	50%	SP		-	20
	22	Biguaçu	50%	SC		-	20
	27	Sobral	50%	CE		-	18
Leilão Dez/17	4	Jalapão	50%	BA/TO/PI/MA	728	-	185
	6	Santa Luzia	50%	CE/PB	346	1 subestação	84
Leilão Dez/18	1	Vale do Itajaí	100%	SC/PR	964	4 subestações	278
	2	Guanabara	100%	RJ	629	2 subestações	173
	3	Itabapoana	50%	RJ/MG/ES	445	-	99
	14	Lagoa dos Patos	100%	RS/SC	488	-	111
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	50%	BA	202	1 subestações	25
Leilão Dez/20	2	Morro do Chapéu	100%	BA/MG/ES	1039	1 subestação	228
Leilão Dez/21	4	Estreito	100%	MG		-	47
Leilão Jun/22	11	Paraíso	100%	MS	285	1 subestação	46
	2	Alto Paranaíba	100%	SP/MG	1595	1 subestação	432

NOTA: Afluentes 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 Subestações próprias

³ RAP homologada (Ciclo 2025-2026) e Despacho 2580/2025 (Brumado II)

Observações sobre os últimos lotes:

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – Obras concluídas, ainda aguardando liberação final de R\$ 136 milhões de RAP.
- Lote 2 (Guanabara) - Obras concluídas, ainda aguardando liberação final de R\$ 98 milhões de RAP.

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) - Obras concluídas, ainda aguardando liberação final de R\$ 52 milhões de RAP.

Leilão de Junho/2022:

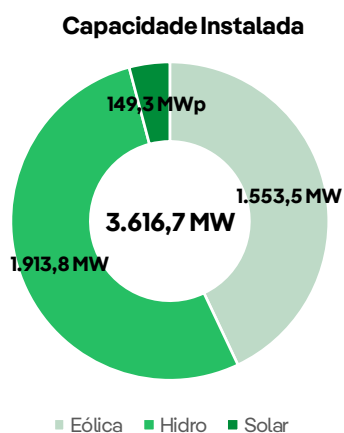
- Lote 2 (Alto Paranaíba) – Obras concluídas com RAP total liberada (R\$ 1,7 bilhão).

O Lote 14, do leilão de Dezembro/2018, Lagoa dos Patos está com 64% da RAP liberada. Os 36% de RAP restantes dizem respeito ao trecho 1, que ainda requer contornar discussão judicial de ordem ambiental-regulatória.

1.2. Geração e Clientes

1.2.1. Renováveis

No 4T25, os ativos em operação totalizavam 44 parques eólicos, 4 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.



1.2.1.1. Parques Eólicos e Solares

A Companhia possui 44 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 1.554 MW e 2 parques solares (Complexo Solar Luzia), com capacidade instalada de 149 MWp:

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	15,6	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	16,3	04/08/2015	03/08/2050
Complexo Chafariz	100%	PB	São José do Sabugi, Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede	471,2	232,9	Entre 21/06/2018 e 05/02/2019	Entre 20/06/2053 e 04/02/2054
Chafariz 1	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 2	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 3	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,8	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 5	100%	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 6	100%	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 7	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	21/06/2018	20/06/2053
Lagoa 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	26/06/2018	25/06/2053
Lagoa 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	05/02/2019	04/02/2054
Canoas 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	26/06/2018	25/06/2053
Ventos De Arapuá 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,6	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
Complexo Oitis	97,3%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	566,5	274,1	Entre 29/11/2019 e 24/12/2019	Entre 28/11/2054 e 23/12/2054
Oitis 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	26,1	29/11/2019	28/11/2054
Oitis 2	97,2%	PI/BA	Dom Inocêncio	27,5	14,3	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 3	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,4	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 4	93,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,0	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 5	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	23,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 6	94,8%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,3	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 7	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	25,6	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	25,5	29/11/2019	28/11/2054
Oitis 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44,0	20,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49,5	22,2	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	21,9	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	21,2	24/12/2019	23/12/2054

Fotovoltaicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74,7	17,3	29/05/2020	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74,7	17,3	29/05/2020	29/05/2055

A energia eólica gerada foi de 1.164 GWh no 4T25 (-14,4% vs. 4T24) e de 5.193 GWh em 2025 (-2,7% vs. 2024), impactada por menor disponibilidade. Já a geração de energia solar foi de 62 GWh no 4T25 (-6,1% vs. 4T24) e de 225 GWh em 2025 (-9,0% vs. 2024), impactado por menor recurso solar.

Vale destacar que o impacto dos *curtailments* (eólico e solar) foi de 10,8% da energia gerada no 4T25 e de 7,9% em 2025.

1.2.1.2. Hidrelétricas

No 4T25, a Neoenergia possuía participação (direta ou indireta) em 4 usinas hidrelétricas.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
						Autorização	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	202,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	47	07/11/2001	22/04/2040
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261,0	147,2	03/07/2007	12/12/2049
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4571	26/08/2010	10/07/2046

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.

No 4T25, a Neoenergia anunciou as seguintes operações com seus ativos hídricos, que ainda estão em processo de conclusão, sujeitas a determinadas condições precedentes usuais a estes tipos de transações: a venda da UHE Dardanelos para EDF Brasil, em 21 de novembro de 2025; e o aumento de participação na UHE Corumbá.

A energia hídrica gerada foi de 491 GWh no 4T25 (-39,6% vs. 4T24) e de 5.496 GWh em 2025 (-1% vs. 2024), explicada pela venda UHE Baixo Iguaçu em 30/06/25.

1.2.2. Termopernambuco

A Termopernambuco estava inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas), com sua receita garantida pelos PPAs com Neoenergia Coelba (65MW) e Neoenergia Pernambuco (390MW), vigentes até 14 de maio de 2024. Em dezembro de 2021, a usina sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade, com um contrato de 15 anos, a iniciar em 1º de julho de 2026. Em setembro de 2024, a ANEEL aprovou a antecipação deste contrato para 1º de outubro de 2024, mantendo todas as condições anteriores e adicionando 21 meses ao prazo inicial.

Térmica em operação	Participação Neoenergia	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
UTE Termopernambuco	100%	PE	Suape - Ipojuca	550	504,1	18/12/2000	18/12/2030

Sob o novo de Contrato de Capacidade, o despacho foi de 1% no 4T25, com geração de 8 GWh no 4T25 e 23 GWh em 2025. Vale destacar que até 14/05/2024 estavam vigentes os contratos bilaterais de venda de energia.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ¹	13.549	12.844	705	5%	50.140	46.680	3.460	7%
Custos com Energia ²	(8.697)	(8.706)	9	(0%)	(32.757)	(30.566)	(2.191)	7%
Margem Bruta s/ VNR	4.852	4.138	714	17%	17.383	16.114	1.269	8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	214	582	(368)	(63%)	1.596	1.504	92	6%
MARGEM BRUTA	5.066	4.720	346	7%	18.979	17.618	1.361	8%
Despesa Operacional	(1.051)	(1.129)	78	(7%)	(4.295)	(4.240)	(55)	1%
PECLD	(145)	(132)	(13)	10%	(560)	(552)	(8)	1%
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	104	(382)	486	N/A	166	(309)	475	N/A
EBITDA	3.974	3.077	897	29%	14.290	12.517	1.773	14%
Depreciação	(806)	(735)	(71)	10%	(3.019)	(2.816)	(203)	7%
Resultado Financeiro	(1.359)	(1.377)	18	(1%)	(5.807)	(4.992)	(815)	16%
IR/CS	(328)	(105)	(223)	212%	(407)	(1.027)	620	(60%)
Minoritário	(6)	(8)	2	(25%)	(26)	(47)	21	(45%)
LUCRO LÍQUIDO	1.475	852	623	73%	5.031	3.635	1.396	38%

¹ Considera Receita de Construção

² Considera Custos de Construção

A Neoenergia encerrou o 4T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.852 milhões, +17% vs. 4T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +1,30% em Neoenergia Elektro (reajuste ago/25) e +8,3% em Neoenergia Brasília (reajuste out/25), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração eólica e menor margem de hidros, decorrente da desconsolidação de Baixo Iguaçu a partir de jul/25, após o *closing* da venda do ativo.

Em 2025, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 17.383 milhões, +8% vs. 2024, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além do reajuste em out/24 da Neoenergia Brasília (parcela B: +5%) e dos novos ativos de transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente), além de menor margem de Termopernambuco, impactada pela alteração dos seus contratos bilaterais de venda de energia para o atual contrato de reserva de capacidade e menor margem em renováveis.

A margem bruta foi de R\$ 5.066 milhões no 4T25 (+7% vs. 4T24) e de R\$ 18.979 milhões em 2025 (+8% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no ano.

As despesas operacionais somaram R\$ 1.051 milhões no 4T25 (-6,9% vs. 4T24), devido a gastos não recorrentes no 4T24, e R\$ 4.295 milhões em 2025 (+1,3% vs. 2024), abaixo da inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes e novos ativos de transmissão. Vale destacar que o 4T25 foi impactado pontualmente pelo efeito da alienação do edifício sede da Neoenergia Pernambuco (+R\$ 64 milhões).

A PECLD foi de R\$ 145 milhões no 4T25 (+10% vs. 4T24) e de R\$ 560 milhões em 2025, em linha com 2024.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 4T25 foram registrados R\$ 104 milhões (vs. -R\$ 382 milhões no 4T24), explicado, sobretudo, pela equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC, no valor de +R\$ 102 milhões. Em 2025 foram registrados R\$ 166 milhões (vs. -R\$ 309 milhões em 2024) com destaque para +R\$ 206 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana. Vale lembrar que no 4T24 foram registrados -R\$ 368 milhões de ajuste a valor justo referente a venda da usina de Baixo Iguaçu.

O EBITDA foi de R\$ 3.974 milhões no 4T25 (+29% vs. 4T24) e de R\$ 14.290 milhões em 2025 (+14% vs. 2024). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 3.248 milhões no 4T25 (+14% vs. 4T24) e de R\$ 11.428 milhões no 2025 (+8% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.359 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 1.377 milhões no 4T24) e de -R\$ 5.807 milhões em 2025 (vs. -R\$ 4.992 milhões em 2024), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex, e maior CDI (47% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 328 milhões (vs. -R\$ 105 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 407 milhões (vs. -R\$ 1.027 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do indébito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Como resultado dos efeitos apresentados, o lucro líquido do 4T25 foi de R\$ 1.475 milhões (+73% vs. 4T24) e de R\$ 5.031 milhões em 2025 (+38% vs. 2024).

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	12.867	12.211	656	5%	47.573	44.683	2.890	6%
Custos com Energia	(8.447)	(8.616)	169	(2%)	(31.960)	(30.689)	(1.271)	4%
Margem Bruta s/ VNR	4.420	3.595	825	23%	15.613	13.994	1.619	12%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	214	582	(368)	(63%)	1.596	1.504	92	6%
Margem Bruta	4.634	4.177	457	11%	17.209	15.498	1.711	11%
Despesa Operacional	(848)	(911)	63	(7%)	(3.505)	(3.436)	(69)	2%
PECLD	(145)	(131)	(14)	11%	(559)	(552)	(7)	1%
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	103	(15)	118	N/A	149	48	101	210%
EBITDA	3.744	3.120	624	20%	13.294	11.558	1.736	15%
Depreciação	(612)	(557)	(55)	10%	(2.328)	(2.101)	(227)	11%
Resultado Financeiro	(1.355)	(1.296)	(59)	5%	(5.643)	(4.670)	(973)	21%
IR CS	(301)	(242)	(59)	24%	(279)	(1.054)	775	(74%)
LUCRO LÍQUIDO	1.476	1.025	451	44%	5.044	3.733	1.311	35%

O negócio de Redes encerrou o 4T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.420 milhões, +23% vs. 4T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +1,30% em Neoenergia

Elektro (reajuste ago/25) e +8,3% em Neoenergia Brasília (reajuste out/25), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação.

Em 2025, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 15.613 milhões, +12% vs. 2024, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além do reajuste em out/24 da Neoenergia Brasília (parcela B: +5%) e dos novos ativos de transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente).

As despesas operacionais somaram R\$ 848 milhões no 4T25 (-7% vs. 4T24) e R\$ 3.505 milhões em 2025 (+2% vs. 2024), abaixo da inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes e novos ativos de transmissão. Vale destacar que o 4T25 foi impactado pontualmente pelo efeito da alienação do edifício sede da Neoenergia Pernambuco (+R\$ 64 milhões).

A PECLD foi de R\$ 145 milhões no 4T25 (+11% vs. 4T24) e de R\$ 559 milhões em 2025, em linha com 2024.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 4T25 foram registrados R\$ 103 milhões (vs. -R\$ 15 milhões no 4T24), explicado, sobretudo, pela equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC, no valor de R\$ 102 milhões. Em 2025 foram registrados R\$ 149 milhões (vs. R\$ 48 milhões em 2024), com destaque para +R\$ 206 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 3.744 milhões no 4T25 (+20% vs. 4T24) e de R\$ 13.294 milhões em 2025 (+15% vs. 2024). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 3.019 milhões no 4T25 (+20% vs. 4T24) e R\$ 10.435 milhões em 2025 (+13% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.355 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 1.296 milhões no 4T24) e de -R\$ 5.643 milhões em 2025 (vs. -R\$ 4.670 milhões em 2024), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex e maior CDI.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 301 milhões (vs. -R\$ 242 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 279 milhões (vs. -R\$ 1.054 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do indébito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O lucro líquido de Redes encerrou o trimestre em R\$ 1.476 milhões (+44% vs. 4T24) e o ano em R\$ 5.044 milhões (+35% vs. 2024).

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1256	1.344	(88)	(7%)	5.178	5.432	(254)	(5%)
Custos de Construção	(618)	(1.137)	519	(46%)	(3.261)	(4.121)	860	(21%)
Margem Bruta	638	207	431	208%	1.917	1.311	606	46%
Despesa Operacional	(77)	(67)	(10)	15%	(221)	(205)	(16)	8%
PECLD	(1)	-	(1)	-	(3)	1	(4)	N/A
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	102	(15)	117	N/A	148	48	100	208%
EBITDA	662	125	537	430%	1.841	1.155	686	59%
Depreciação	(4)	(2)	(2)	100%	(10)	(6)	(4)	67%
Resultado Financeiro	(182)	(213)	31	(15%)	(847)	(682)	(165)	24%
IR CS	(47)	34	(81)	N/A	(173)	(117)	(56)	48%
LUCRO LÍQUIDO	430	(56)	486	N/A	811	350	461	132%
IFRS15	511	60	451	756%	1.321	886	435	49%

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R\$ 638 milhões no 4T25 (+208% vs. 4T24) e de R\$ 1.917 milhões em 2025 (+46% vs. 2024), pelos novos ativos de transmissão que entraram em operação.

As despesas operacionais somaram R\$ 77 milhões no 4T25 (+15% vs. 4T24) e R\$ 221 milhões em 2025 (+8% vs. 2024), devido à entrada de novos ativos.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 4T25 foram registrados +R\$ 102 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Em 2025, foram registrados +R\$ 148 milhões sendo: -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 206 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Os valores de -R\$ 15 milhões no 4T24 e R\$ 48 milhões em 2024 se referem aos ativos de transmissão em parceria com o GIC.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 662 milhões (+430% vs. 4T24) e o ano em R\$ 1.841 milhões (+59% vs. 2024). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 151 milhões no 4T25 (+51% vs. 4T24) e de R\$ 578 milhões em 2025 (+68% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 182 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 213 milhões 4T24) e de -R\$ 847 milhões em 2025 (vs. -R\$ 682 milhões em 2024), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex e maior CDI.

O negócio de transmissão teve lucro de R\$ 430 milhões no 4T25 (+R\$ 486 milhões vs. 4T24) e de R\$ 811 milhões em 2025 (+R\$ 461 milhões vs. 2024).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	4.672	4.546	126	3%	17.278	15.580	1.698	11%
Custos Com Energia	(2.998)	(2.893)	(105)	4%	(11.157)	(9.755)	(1.402)	14%
Margem Bruta s/ VNR	1.674	1.653	21	1%	6.121	5.825	296	5%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	137	268	(131)	(49%)	869	754	115	15%
Margem Bruta	1.811	1.921	(110)	(6%)	6.990	6.579	411	6%
Despesa Operacional	(364)	(387)	23	(6%)	(1.551)	(1.478)	(73)	5%
PECLD	(58)	(55)	(3)	5%	(194)	(190)	(4)	2%
EBITDA	1.389	1.479	(90)	(6%)	5.245	4.911	334	7%
Depreciação	(268)	(250)	(18)	7%	(1.025)	(936)	(89)	10%
Resultado Financeiro	(495)	(463)	(32)	7%	(2.122)	(1.769)	(353)	20%
IRCS	(128)	(137)	9	(7%)	(144)	(398)	254	(64%)
LUCRO LÍQUIDO	498	629	(131)	(21%)	1.954	1.808	146	8%

A Neoenergia Coelba apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 1.674 milhões no 4T25, em linha com o 4T24. No ano, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 6.121 milhões (+5% vs. 2024), explicado pelos maiores volumes e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +8,1% no reajuste de abril/25, parcialmente compensada pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,8% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 1.811 milhões no 4T25 (-6% vs. 4T24) e de R\$ 6.990 milhões em 2025 (+6% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no ano.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 364 milhões no 4T25 (-6% vs. 4T24). No ano, as despesas somaram R\$ 1.551 milhões (+5% vs. 2024), em linha com a inflação do período.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 58 milhões (+5% vs. 4T24) e no acumulado foi de R\$ 194 milhões (+2% vs. 2024), refletindo a boa performance das ações de cobrança. Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) de 2025, ele encerrou em 1,20%, abaixo do seu limite regulatório, de 1,27%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 1.389 milhões no trimestre (-6% vs. 4T24) e de R\$ 5.245 milhões no ano (+7% vs. 2024). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 4T25 foi de R\$ 1.252 milhões (+3% vs. 4T24) e em 2025 foi de R\$ 4.376 milhões (+5% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 495 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 463 milhões no 4T24) e de -R\$ 2.122 milhões em 2025 (vs. -R\$ 1.769 milhões em 2024), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. No acumulado esses efeitos foram parcialmente compensados pelo crédito de R\$ 56 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os débitos tributários.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 128 milhões (vs. -R\$ 137 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 144 milhões, (vs. -R\$ 398 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do indébito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 274 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 498 milhões no 4T25 (-21% vs. 4T24) e de R\$ 1.954 milhões em 2025 (+8% vs. 2024).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.378	2.061	317	15%	8.248	7.793	455	6%
Custos Com Energia	(1.651)	(1.490)	(161)	11%	(5.787)	(5.631)	(156)	3%
Margem Bruta s/ VNR	727	571	156	27%	2.461	2.162	299	14%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	1	133	(132)	(99%)	241	289	(48)	(17%)
Margem Bruta	728	704	24	3%	2.702	2.451	251	10%
Despesa Operacional	(127)	(182)	55	(30%)	(699)	(769)	70	(9%)
PECLD	(41)	(23)	(18)	78%	(199)	(179)	(20)	11%
EBITDA	560	499	61	12%	1.804	1.503	301	20%
Depreciação	(117)	(109)	(8)	7%	(454)	(420)	(34)	8%
Resultado Financeiro	(277)	(263)	(14)	5%	(1.097)	(989)	(108)	11%
IRCS	5	(13)	N/A	N/A	406	-	406	-
LUCRO LÍQUIDO	171	114	57	50%	659	94	565	601%

A Neoenergia Pernambuco apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 727 milhões no 4T25 (+27% vs. 4T24), impactado pelo aumento da base de clientes (+2,5%) e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +16,2% na revisão tarifária de abril/25. Em 2025, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 2.461 milhões (+14% vs. 2024), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,4% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 728 milhões no 4T25 (+3% vs. 4T24) e de R\$ 2.702 milhões em 2025 (+10% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados.

As despesas operacionais no 4T25 foram de R\$ 127 milhões (-30% vs. 4T24) e de R\$ 699 milhões em 2025 (-9% vs. 2024), por efeito da alienação do edifício sede da Neoenergia Pernambuco em dez/25, no valor de R\$ 64 milhões.

No 4T25, a PECLD totalizou R\$ 41 milhões (+78% vs. 4T24) e de R\$ 199 milhões em 2025 (+11% vs. 2024).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T25 foi de R\$ 560 milhões (+12% vs. 4T24) e de R\$ 1.804 milhões em 2025 (+20% vs. 2024). Em complemento, o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 4T25 foi de R\$ 559 milhões (+53% vs. 4T24) e de R\$ 1.563 milhões em 2025 (+29% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 277 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 263 milhões no 4T24) e em 2025 foi de -R\$ 1.097 milhões (vs. R\$ 989 milhões em 2024), em virtude do aumento do saldo médio da dívida e dos encargos de dívida. No ano, esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 8 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos tributários.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de R\$ 5 milhões (vs. -R\$ 13 milhões no 4T24) e no ano foi de R\$ 406 milhões. Em 2025 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorridos no 2T25 gerando crédito no valor de R\$ 394 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 171 milhões no 4T25 (+50% vs. 4T24) e de R\$ 659 milhões em 2025 (+601% vs. 2024).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.066	1.015	51	5%	3.911	3.603	308	9%
Custos Com Energia	(686)	(698)	12	(2%)	(2.538)	(2.354)	(184)	8%
Margem Bruta s/ VNR	380	317	63	20%	1.373	1.249	124	10%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	21	72	(51)	(71%)	175	172	3	2%
Margem Bruta	401	389	12	3%	1.548	1.421	127	9%
Despesa Operacional	(77)	(76)	(1)	1%	(274)	(262)	(12)	5%
PECLD	(5)	(5)	-	-	(20)	(19)	(1)	5%
EBITDA	319	308	11	4%	1.254	1.140	114	10%
Depreciação	(50)	(45)	(5)	11%	(194)	(177)	(17)	10%
Resultado Financeiro	(72)	(84)	12	(14%)	(314)	(287)	(27)	9%
IRCS	(32)	(36)	4	(11%)	(63)	(119)	56	(47%)
LUCRO LÍQUIDO	165	143	22	15%	683	557	126	23%

Neoenergia Cosern apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 380 milhões no 4T25 (+20% vs. 4T24), explicado pelo crescimento da base de clientes (+1,7%), maiores volumes e pelo impacto positivo da Parcela B de +6,6% no reajuste de abril/25. Em 2025, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 1.373 milhões (+10% vs. 2024), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -5,6% no reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 401 milhões no 4T25 (+3% vs. 4T24) e de R\$ 1.548 milhões no 2025 (+9% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além de um maior VNR no ano.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 77 milhões no 4T25, em linha com 4T24 e R\$ 274 milhões em 2025 (+5% vs. 2024), em linha com a inflação do período.

A PECLD totalizou R\$ 5 milhões no 4T25 e R\$ 20 milhões em 2025, ambos em linha com os mesmos períodos do ano anterior. Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) de 2025, ele encerrou em 0,46%, abaixo do seu limite regulatório, de 0,49%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T25 foi de R\$ 319 milhões, (+4% vs. 4T24) e em 2025 foi de R\$ 1.254 milhões (+10% vs. 2024). Já o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 4T25 foi de R\$ 298 milhões (+26% vs. 4T24) e R\$ 1.079 milhões em 2025 (+11% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 72 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 84 milhões no 4T24), em razão da melhora da renda de aplicações financeiras. Em 2025, o resultado financeiro foi de -R\$ 314 milhões (vs. -R\$ 287 milhões em 2024), em virtude do aumento dos encargos de dívida em razão do aumento do CDI no período. No ano, esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 18 milhões no 2T25 referentes à atualização monetária sobre os indêbitos tributários.

A rubrica de IR/CS no 4T25 foi de -R\$ 32 milhões (vs. -R\$ 36 milhões no 4T24) e em 2025 foi de -R\$ 63 milhões (vs. -R\$ 119 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25 gerando crédito no valor de R\$ 60 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 165 milhões no 4T25 (+15% vs. 4T24) e de R\$ 683 milhões em 2025 (+23% vs. 2024).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.553	2.290	263	11%	9.478	8.844	634	7%
Custos Com Energia	(1.706)	(1.602)	(104)	6%	(6.293)	(5.963)	(330)	6%
Margem Bruta s/ VNR	847	688	159	23%	3.185	2.881	304	11%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	53	106	(53)	(50%)	297	277	20	7%
Margem Bruta	900	794	106	13%	3.482	3.158	324	10%
Despesa Operacional	(165)	(169)	4	(2%)	(668)	(629)	(39)	6%
PECLD	(28)	(32)	4	(13%)	(97)	(117)	20	(17%)
EBITDA	707	593	114	19%	2.717	2.412	305	13%
Depreciação	(124)	(102)	(22)	22%	(446)	(388)	(58)	15%
Resultado Financeiro	(265)	(205)	(60)	29%	(989)	(699)	(290)	41%
IR CS	(96)	(91)	(5)	5%	(324)	(410)	86	(21%)
LUCRO LÍQUIDO	222	195	27	14%	958	915	43	5%

A Neoenergia Elektro apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 847 milhões no 4T25 (+23% vs. 4T24) e de R\$ 3.185 milhões em 2025 (+11% vs. 2024), impulsionada pelo aumento da base de clientes e pela variação positiva da parcela B de +0,69% do reajuste de agosto/24 e de +1,30% do reajuste de agosto/25.

A margem bruta foi de R\$ 900 milhões no 4T25 (+13% vs. 4T24) e de R\$ 3.482 milhões em 2025 (+10% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no ano.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 165 milhões no 4T25 (-2% vs. 4T24) e R\$ 668 milhões em 2025 (+6% vs. 2024), devido ao efeito positivo não recorrente no valor de R\$ 13 milhões em 2024, referente ao recebimento de passivo de compartilhamento de infraestrutura.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 28 milhões (-13% vs. 4T24) e no ano totalizou R\$ 97 milhões (-17% vs. 2024), refletindo a boa performance das ações de cobrança.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 707 milhões no trimestre (+19% vs. 4T24) e de R\$ 2.717 milhões no ano (+13% vs. 2024). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 4T25 foi de R\$ 654 milhões (+34% vs. 4T24) e em 2025 foi de R\$ 2.420 milhões (+13% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 265 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 205 milhões no 4T24) e de -R\$ 989 milhões em 2025 (vs. -R\$ 699 milhões em 2024), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. No acumulado esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 16 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos tributários.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 96 milhões (vs. -R\$ 91 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 324 milhões (vs. -R\$ 410 milhões em 2024). No ano observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 39 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 222 milhões no 4T25 (+14% vs. 4T24) e de R\$ 958 milhões em 2025 (+5% vs. 2024).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	963	985	(22)	(2%)	3.559	3.535	24	1%
Custos com Energia	(788)	(797)	9	(1%)	(2.925)	(2.867)	(58)	2%
Margem Bruta s/ VNR	175	188	(13)	(7%)	634	668	(34)	(5%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	1	5	(4)	(80%)	13	13	-	-
Margem Bruta	176	193	(17)	(9%)	647	681	(34)	(5%)
Despesa Operacional	(54)	(61)	7	(11%)	(174)	(199)	25	(13%)
PECLD	(13)	(17)	4	(24%)	(48)	(48)	-	-
EBITDA	109	115	(6)	(5%)	425	434	(9)	(2%)
Depreciação	(52)	(50)	(2)	4%	(201)	(176)	(25)	14%
Resultado Financeiro	(63)	(68)	5	(7%)	(273)	(244)	(29)	12%
IR CS	(3)	(1)	(2)	200%	15	(14)	29	N/A
LUCRO LÍQUIDO	(9)	(4)	(5)	125%	(34)	-	(34)	-

A Neoenergia Brasília registrou margem bruta de R\$ 176 milhões no 4T25 (-9% vs. 4T24) e de R\$ 647 milhões em 2025 (-5% vs. 2024). A variação reflete, principalmente, o impacto da sobrecontratação reconhecida em 2024, que gerou um efeito positivo de +R\$ 21 milhões no 4T24, o que compensou a variação de +8,3% da parcela B no reajuste tarifário de outubro de 2025 e de +5,0% da parcela B no reajuste tarifário de outubro de 2024.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 54 milhões no 4T25 (-11% vs. 4T24) e R\$ 174 milhões em 2025 (-13% vs. 2024), redução explicada, principalmente, por efeito positivo não recorrente de decisões judiciais no valor de R\$ 8 milhões em 2025.

A PECLD foi de R\$ 13 milhões no 4T25 (-24% vs. 4T24) e de R\$ 48 milhões em 2025 (em linha vs. 2024), reflexo do sólido desempenho do plano de recuperação de crédito.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA atingiu R\$ 109 milhões no 4T25 (-5% vs. 4T24) e R\$ 425 milhões em 2025, em linha com 2024.

O resultado financeiro totalizou -R\$ 63 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 68 milhões no 4T24), impactado pela menor atualização do passivo financeiro setorial no período. Em 2025, o resultado financeiro atingiu -R\$ 273 milhões (vs. -R\$ 244 milhões em 2024), pressionado pelo aumento dos encargos da dívida, em função da elevação do CDI.

A Companhia registrou prejuízo de R\$ 9 milhões no 4T25 (vs. prejuízo de R\$ 4 milhões no 4T24) e prejuízo de R\$ 34 milhões em 2025 (vs. R\$ 0 em 2024).

2.3. Geração e Clientes

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

DRE GERAÇÃO E CLIENTES (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.113	1.092	21	2%	4.334	4.336	(2)	(0%)
Custos com Energia	(669)	(536)	(133)	25%	(2.512)	(2.179)	(333)	15%
Margem Bruta	444	556	(112)	(20%)	1.822	2.157	(335)	(16%)
Despesa Operacional	(125)	(152)	27	(18%)	(521)	(550)	29	(5%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A
EBITDA	322	36	286	794%	1.313	1.250	63	5%
Depreciação	(141)	(119)	(22)	18%	(463)	(473)	10	(2%)
Resultado Financeiro	58	(41)	99	N/A	(35)	(185)	150	(81%)
IR CS	(33)	129	(162)	N/A	(156)	(4)	(152)	3800%
LUCRO LÍQUIDO	206	5	201	4020%	659	588	71	12%

DRE HIDROS (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	181	222	(41)	(18%)	793	850	(57)	(7%)
Custos com Energia	(40)	(43)	3	(7%)	(176)	(169)	(7)	4%
Margem Bruta	141	179	(38)	(21%)	616	681	(65)	(10%)
Despesa Operacional	(25)	(38)	13	(34%)	(88)	(136)	48	(35%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A
EBITDA	119	(226)	345	N/A	542	188	354	188%
Depreciação	(15)	(27)	12	(44%)	(67)	(107)	40	(37%)
Resultado Financeiro	9	(9)	18	N/A	(6)	(38)	32	(84%)
IR CS	(14)	(7)	(7)	100%	(54)	(57)	3	(5%)
LUCRO LÍQUIDO	99	(269)	368	N/A	416	(14)	430	N/A

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	370	370	-	-	1.429	1.312	117	9%
Custos com Energia	(133)	(46)	(87)	189%	(488)	(242)	(246)	102%
Margem Bruta	237	324	(87)	(27%)	941	1.070	(129)	(12%)
Despesa Operacional	(54)	(61)	7	(11%)	(262)	(233)	(29)	12%
EBITDA	183	263	(80)	(30%)	680	837	(157)	(19%)
Depreciação	(110)	(79)	(31)	39%	(338)	(299)	(39)	13%
Resultado Financeiro	45	(37)	82	N/A	(53)	(162)	109	(67%)
IR CS	(24)	131	(155)	N/A	(95)	70	(165)	N/A
LUCRO LÍQUIDO	94	278	(184)	(66%)	193	446	(253)	(57%)

DRE SOLAR (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	21	15	6	40%	84	59	25	42%
Custos com Energia	(10)	(8)	(2)	25%	(50)	(17)	(33)	194%
Margem Bruta	10	7	3	43%	34	42	(8)	(19%)
Despesa Operacional	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(4)	(3)	75%
EBITDA	8	6	2	33%	27	38	(11)	(29%)
Depreciação	(6)	(4)	(2)	50%	(19)	(15)	(4)	27%
Resultado Financeiro	1	-	1	-	2	-	2	-
IR CS	(1)	(1)	-	-	(4)	(3)	(1)	33%
LUCRO LÍQUIDO	2	1	1	100%	6	20	(14)	(70%)

DRE TERMOPEERNAMBUCO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	60	61	(1)	(2%)	226	668	(442)	(66%)
Custos com Energia	(44)	(49)	5	(10%)	(155)	(425)	270	(64%)
Margem Bruta	16	12	4	33%	71	243	(172)	(71%)
Despesa Operacional	(16)	(20)	4	(20%)	(66)	(78)	12	(15%)
EBITDA	(0)	(8)	8	(100%)	5	165	(160)	(97%)
Depreciação	(8)	(8)	-	-	(32)	(47)	15	(32%)
Resultado Financeiro	3	5	(2)	(40%)	20	12	8	67%
IR CS	3	6	(3)	(50%)	7	(7)	14	N/A
LUCRO LÍQUIDO	(2)	(5)	3	(60%)	(0)	123	(123)	N/A

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	488	433	55	13%	1.813	1.448	365	25%
Custos com Energia	(441)	(390)	(51)	13%	(1.642)	(1.326)	(316)	24%
Margem Bruta	47	43	4	9%	171	122	49	40%
Despesa Operacional	(36)	(40)	4	(10%)	(108)	(99)	(9)	9%
PECLD	-	(1)	1	(100%)	(1)	-	(1)	-
EBITDA	10	2	8	400%	60	23	37	161%
Depreciação	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(5)	(2)	40%
Resultado Financeiro	-	-	-	-	2	3	(1)	(33%)
IR CS	3	-	3	-	(10)	(7)	(3)	43%
LUCRO LÍQUIDO	11	1	10	1000%	45	14	31	221%

O negócio de Geração e Clientes apresentou margem bruta de R\$ 444 milhões no 4T25 (-20% vs. 4T24), refletindo principalmente a menor geração eólica e a redução da margem das hidros, em função da desconsolidação de Baixo Iguaçu a partir de jul/25, após o *closing* da venda do ativo. Em 2025, a margem bruta totalizou R\$ 1.822 milhões (-16% vs. 2024), resultado também da menor margem de Termopernambuco, em razão da alteração dos seus contratos bilaterais de venda de energia para o atual contrato de reserva de capacidade.

As despesas operacionais somaram R\$ 125 milhões no 4T25 (-18% vs. 4T24), influenciadas pela desconsolidação de Baixo Iguaçu e pelo efeito positivo de um ressarcimento pontual junto a fornecedor no negócio de eólicas. Em 2025, as despesas totalizaram R\$ 521 milhões (-5% vs. 2024), refletindo também o reconhecimento de R\$ 22,2 milhões referentes à indenização de seguro da Usina de Itapebi.

Na linha de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, foi registrado +R\$ 3 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 367 milhões no 4T24) e +R\$ 14 milhões em 2025 (vs. -R\$ 357 milhões em 2024), variação explicada pelo efeito negativo de -R\$ 368 milhões registrado no 4T24, referente ao ajuste a valor justo da venda da usina de Baixo Iguaçu.

Considerando esses efeitos, o EBITDA alcançou R\$ 322 milhões no 4T25 (+794% vs. 4T24) e R\$ 1.313 milhões em 2025 (+5% vs. 2024).

O resultado financeiro foi positivo em +R\$ 58 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 41 milhões no 4T24), refletindo o impacto da revisão da taxa de desmantelamento dos ativos eólicos, além da maior rentabilidade financeira decorrente do aumento do CDI. Em 2025, o resultado financeiro totalizou -R\$ 35 milhões (vs. -R\$ 185 milhões em 2024), beneficiado também pela amortização integral do endividamento da Termopernambuco em abril/24.

O lucro líquido foi de R\$ 206 milhões no 4T25 (+R\$ 201 milhões vs. 4T24) e de R\$ 659 milhões em 2025 (+R\$ 71 milhões vs. 2024).

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)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.475	852	623	73%	5.031	3.635	1.396	38%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(6)	(8)	2	(25%)	(26)	(47)	21	(45%)
Despesas financeiras (C)	(1.581)	(1.448)	(133)	9%	(6.360)	(5.250)	(1.110)	21%
Receitas financeiras (D)	334	298	36	12%	1.271	1.214	57	5%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(112)	(227)	115	(51%)	(718)	(956)	238	(25%)
Imposto de renda e contribuição social (F)	(328)	(105)	(223)	212%	(407)	(1.027)	620	(60%)
Depreciação e Amortização (G)	(806)	(735)	(71)	10%	(3.019)	(2.816)	(203)	7%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3.974	3.077	897	29%	14.290	12.517	1.773	14%
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	214	582	(368)	(63%)	1.596	1.504	92	6%
IFRS 15 (I)	511	60	451	752%	1.321	886	435	49%
Operações Corporativas (J)	1	(403)	404	N/A	(55)	(444)	389	(88%)
EBITDA Ajustado = (EBITDA - (H+I+J))	3.248	2.838	410	14%	11.428	10.571	857	8%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	263	222	41	18%	920	883	37	4%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.499)	(1.426)	(73)	5%	(6.311)	(5.371)	(940)	18%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(123)	(173)	50	(29%)	(416)	(504)	88	(17%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	64	72	(8)	(11%)	338	333	5	2%
Variações monetárias e cambiais - outros	41	(16)	57	N/A	150	(35)	185	N/A
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	19	(25)	44	N/A	(47)	(141)	94	(67%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(27)	(53)	26	(49%)	(215)	(162)	(53)	33%
Obrigações pós emprego	(26)	(23)	(3)	13%	(102)	(94)	(8)	9%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(194)	(128)	(66)	52%	(540)	(405)	(135)	33%
Total	(1.359)	(1.377)	18	(1%)	(5.807)	(4.992)	(815)	16%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.359 milhões no 4T25 (vs. R\$ 1.377 milhões no 4T24) e em 2025 foi de R\$ 5.807 milhões (vs. R\$ 4.992 milhões em 2024), explicado, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida

em razão do aumento no saldo médio da dívida em relação a 2024, devido às captações direcionadas para Capex, e pelo aumento do CDI acumulado no período (47% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

Vale destacar que em 2025, a rubrica de variações monetárias e cambiais foi positivamente impactada pelo crédito de R\$ 99 milhões referentes à atualização monetária sobre os indébitos tributários, contabilizados no 2T25.

5. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o 4T25 em R\$ 2,5 bilhões e o ano em R\$ 10,1 bilhões, conforme tabela a seguir:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Redes	2.338	2.945	(21%)	9.796	9.602	2%
Distribuidoras	1.718	1.800	(5%)	6.524	5.468	19%
Transmissoras	620	1.145	(46%)	3.272	4.134	(21%)
Geração e Clientes	128	88	46%	289	193	49%
Hidrelétricas	20	40	(48%)	57	66	(13%)
Eólicas	95	29	223%	180	93	93%
Solar	(0)	1	N/A	(0)	6	N/A
Termopernambuco	2	1	67%	24	5	394%
Clientes	11	17	(34%)	28	23	22%
Outros	3	10	(64%)	13	15	(15%)
TOTAL	2.469	3.042	(19%)	10.098	9.811	3%

Nota: Não consideram as atualizações financeiras e provisões capitalizadas

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

Em 2025, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 6,5 bilhões, dos quais R\$ 4,4 bilhões foram destinados à expansão de redes. A seguir, a abertura do Capex por distribuidora:

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %
Expansão de Rede	2.737	2.154	27%	594	463	28%	345	243	42%	687	627	10%	113	75	49%	4.477	3.561	26%
Programa Luz para Todos	337	320	5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	337	320	5%
Novas Ligações	1.298	1.134	15%	455	346	32%	204	152	35%	484	397	22%	52	34	55%	2.493	2.062	21%
Novas SE's e RD's	1.102	700	58%	138	114	21%	141	91	55%	203	229	(11%)	60	42	45%	1.644	1.175	40%
Compromisso ECV	0	(0)	-	2	4	(57%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4	(57%)
Renovação de Ativos	404	396	2%	185	208	(11%)	74	91	(18%)	176	187	(6%)	93	61	53%	933	942	(1%)
Melhoria da Rede	251	149	68%	80	59	36%	67	42	59%	91	114	(21%)	57	39	45%	545	404	35%
Perdas e Inadimplência	95	86	11%	119	112	5%	11	14	(19%)	10	11	(6%)	37	18	107%	272	242	13%
Outros	379	232	63%	110	59	87%	62	45	39%	179	120	49%	77	101	(24%)	806	557	45%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	130	(23)	(665%)	37	(14)	(371%)	31	25	22%	41	5	N/A	33	0	N/A	272	(6)	N/A
(+) Investimento Bruto	3.997	2.993	34%	1.125	887	27%	591	440	28%	1.182	1.065	11%	409	294	39%	7.305	5.699	28%
SUBVENÇÕES	(376)	(146)	158%	(12)	(20)	(39%)	(24)	(10)	133%	(84)	(42)	99%	(13)	(19)	(30%)	(509)	(237)	115%
(-) Investimento Líquido	3.621	2.847	27%	1.113	867	28%	567	450	26%	1.099	1.023	7%	396	275	44%	6.796	5.462	24%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(130)	23	(665%)	(37)	14	(371%)	(31)	(25)	22%	(41)	(5)	N/A	(33)	(0)	N/A	(272)	6	N/A
(=) CAPEX	3.491	2.870	22%	1.076	881	22%	537	425	26%	1.058	1.018	4%	363	275	32%	6.524	5.468	19%
Base de Anuidade Regulatória	379	232	63%	110	59	87%	62	45	39%	179	120	49%	77	101	(24%)	806	557	45%
Base de Remuneração Regulatória	3.488	2.784	25%	978	842	16%	498	390	28%	963	940	2%	300	194	55%	6.227	5.149	21%

5.1.2. Transmissão

Em 2025, o Capex das transmissoras foi de R\$ 3,3 bilhões, integralmente dedicado à construção final das linhas e subestações dos lotes.

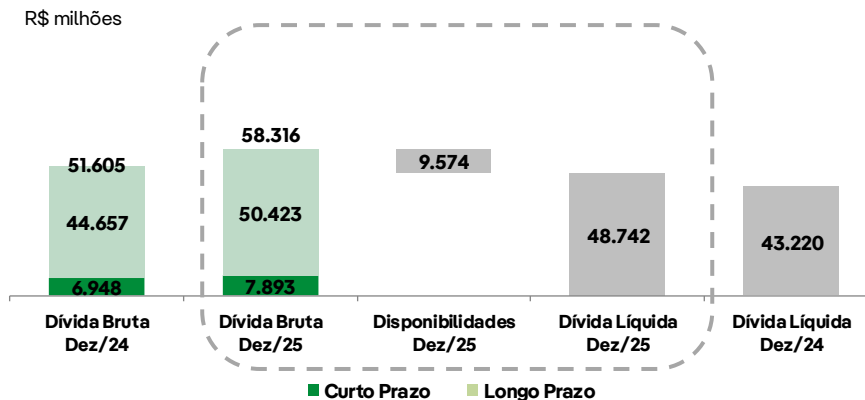
5.2. Geração e Clientes

Os investimentos realizados em Geração e Clientes somaram R\$ 289 milhões em 2025, destinados, principalmente, para manutenção dos parques eólicos e das hidrelétricas.

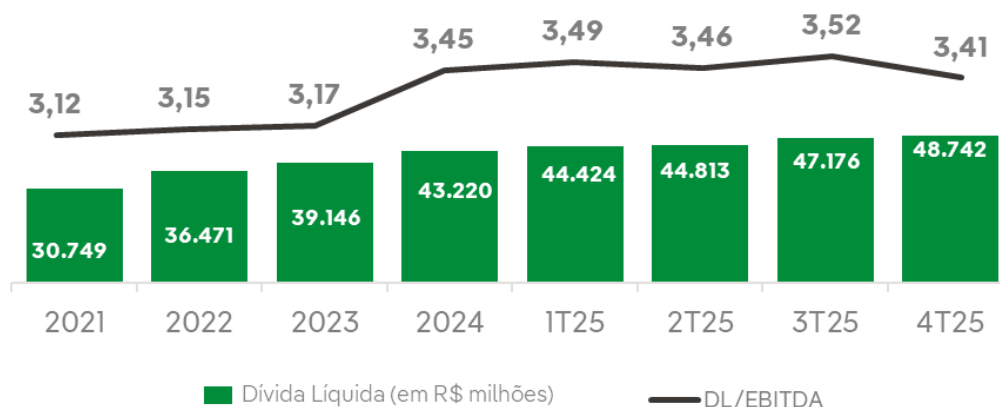
6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em dezembro de 2025, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 48.742 milhões (dívida bruta de R\$ 58.316 milhões), apresentando um crescimento de 13% (R\$ 5.523 milhões) em relação a dezembro de 2024, explicado principalmente pela execução de Capex dos projetos de redes. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 86% da dívida contabilizada no longo prazo e 14% no curto prazo.



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,45x em dezembro de 2024 para 3,41x em dezembro de 2025.



6.2. Cronograma de amortização das dívidas

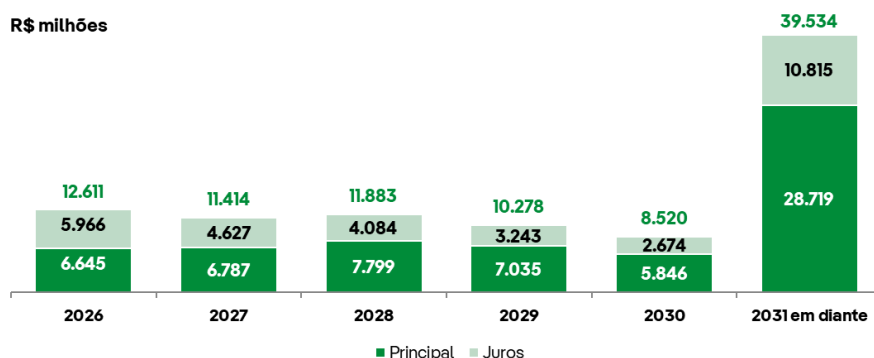
A Companhia busca alinhar a estrutura de sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando eficiência por meio da redução do custo da dívida e do alongamento de seu perfil de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

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

Em 2026, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 2,1 bilhões, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 1 bilhão, da Neoenergia Elektro, de R\$ 920 milhões, e da Neoenergia Brasília, de R\$ 650 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras equivale a 70% do volume consolidado a amortizar neste período.

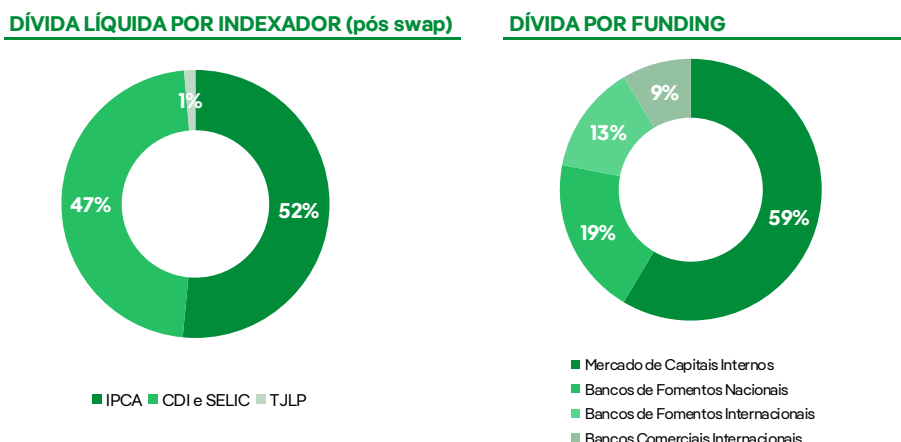
Em 2027, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 1,9 bilhão, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 1,2 bilhão, da Neoenergia Elektro, de R\$ 1,1 bilhão, da Neoenergia Holding, de R\$ 851 milhões, da Neoenergia Cosern, de R\$ 609 milhões, e da Neoenergia Brasília, de R\$ 550 milhões. A soma dos vencimentos dessas empresas equivale a 92% do volume consolidado a amortizar neste período.

O prazo médio do endividamento da Neoenergia em dezembro de 2025 foi de 5,71 anos (vs. 6,30 anos em dezembro de 2024). 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 2025.



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 em dezembro de 2025 foi de 11,9% (vs. 10,8% em dezembro de 2024).



No 4T25 captamos um total de R\$ 5.103 milhões. Destacamos as seguintes linhas de desembolso de dívida:

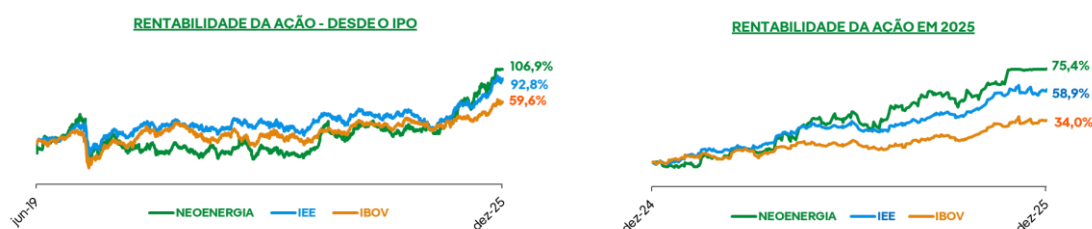
- i. Liberação da 22ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Coelba, no valor de R\$ 3.302 milhões e prazo de até 10 anos, e da 13ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Cosern, de R\$ 700 milhões e prazo de 10 anos;
- ii. Desembolso de Eco Invest com o Bradesco (Debêntures Institucionais) para Neoenergia Elektro e para Neoenergia Coelba no montante de R\$ 500 milhões cada e prazo de 10 anos;
- iii. Liberação de financiamento do BNDES para Neoenergia Vale do Itajaí, no valor de R\$ 66 milhões e prazo de 24 anos, e para Neoenergia Guanabara, no valor de R\$ 35 milhões e prazo de 24 anos.

7. RATING

Em 25 de novembro de 2025, 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 CAPITALIS

Em 30 de dezembro de 2025, o valor de mercado da Companhia era de R\$39,30 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$32,38. No ano de 2025, as ações apresentaram valorização de 75,4%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



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

Mercado de capitais	IPO	4T25
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	32,38
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	39.303

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

9. ESG

Às vésperas da COP30, a Neoenergia lançou o projeto da construção da Usina Solar Noronha Verde, um investimento de R\$ 350 milhões que permitirá a descarbonização da matriz elétrica de Fernando de Noronha. O projeto inclui mais de 30 mil painéis solares e um sistema de baterias de grande capacidade para reduzir a dependência de combustíveis fósseis. No mesmo evento, a empresa entregou a primeira usina solar flutuante do arquipélago, instalada no Açude do Xaréu, que vai atender 30% do consumo da ilha e evitar 717 toneladas de CO₂ por ano, e reforçando o compromisso da Neoenergia com a aceleração da transição energética e com a adoção de tecnologias de baixo carbono em territórios de alta relevância ambiental.

Durante a COP30, a Neoenergia teve suas metas de redução de emissões validadas pelo SBTi, assumindo compromisso de zerar emissões líquidas até 2039. O reconhecimento reforça o protagonismo da empresa na transição energética e contribui para indicadores vinculados ao financiamento da IFC. As metas aprovadas incluem fortes reduções nos Escopos 1, 2 e 3 — com cortes de até 90% nas emissões indiretas até 2039 — alinhando a Companhia ao Acordo de Paris e à ciência climática.

Outro destaque durante a COP 30, foi a iniciativa da Iberdrola e Neoenergia, que levou jovens do PerifaConnection e Observatório das Baixadas ao evento para discutir oportunidades de emprego na economia verde e como a transição energética pode abrir novas carreiras, além dos desafios para aproveitá-las.

A Neoenergia reforça seu compromisso com a transição energética ao integrar a Coalizão do Setor Elétrico, iniciativa que reuniu empresas e associações para propor medidas voltadas à transição energética e à descarbonização, incluindo recomendações para a COP30 sobre matriz renovável, redução de emissões e investimentos em infraestrutura. A Neoenergia contribuiu com estudos técnicos, apoio ao relatório coordenado pelo CEBDS e PSR, lançado em evento Coalizões Temáticas rumo à COP30, que ocorreu em outubro, em Brasília.

A Companhia também firmou uma parceria com a Honda para desenvolver soluções de hidrogênio verde aplicadas à mobilidade no Brasil. A cooperação será baseada no primeiro posto de abastecimento de hidrogênio verde da Neoenergia, em Brasília, projeto de P&D da Aneel com investimento acima de R\$ 30 milhões. O objetivo é acelerar a descarbonização do setor automotivo e avançar rumo à neutralidade de carbono até 2050, meta compartilhada pelas duas empresas.

Por fim, a Companhia também recebeu um empréstimo de 300 milhões de euros da EIB Global para modernizar e expandir a rede da Neoenergia Coelba. Os recursos serão usados para ampliar ligações, automatizar sistemas e levar energia limpa a mais comunidades, especialmente de baixa renda. O acordo foi celebrado durante a COP30 e está alinhado ao Pacto Ecológico UE-Brasil, à estratégia Global Gateway e às metas climáticas do Acordo de Paris. Segundo o BEI e a Neoenergia, o projeto fortalecerá a infraestrutura elétrica do estado e facilitará o acesso seguro e eficiente às energias renováveis.

A apuração do resultado das metas de ESG de 2025 serão divulgadas no relatório de sustentabilidade.

10. OUTROS TEMAS

10.1. Clientes Baixa Renda

	4T25						4T24					
Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	Consolidado	 Neoenergia Coelba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Casimiro	 Neoenergia Elasto	 Neoenergia Brasília	Consolidado	 Neoenergia Coelba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Casimiro	 Neoenergia Elasto	 Neoenergia Brasília
Convencional	11.409	4.335	2.629	1.068	2.413	964	10.934	4.140	2.498	1.019	2.327	950
Baixa Renda	3.798	1.883	1.201	378	223	113	3.905	1.917	1.227	398	262	101
Total	15.206	6.218	3.830	1.446	2.636	1.076	14.838	6.056	3.725	1.417	2.589	1.051

10.2. Reajuste Neoenergia Brasília

Em 14 de outubro de 2025, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Brasília com efeito médio para o consumidor de 11,65%, aplicado a partir de 22 de outubro de 2025.

A variação da Parcela A foi de 9,8%, totalizando R\$ 3.190,3 milhões, impactada principalmente pelo aumento de 27,4% nos encargos setoriais, pelo aumento de 7,8% nos custos com transmissão e pelo aumento de 1,0% nos custos de compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 288,82/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 8,3%, reflexo da inflação acumulada no período (IPCA) de 5,24%, deduzido do Fator X de -1,59%, bem como das variações das Outras Receitas e Receitas de Ultrapassagens de Demanda e Reativos auferidas no período, resultando no valor da Parcela B de R\$ 721,5 milhões.

10.3. Aumento de participação na UHE Corumbá

Em 3 de outubro de 2025 a Neoenergia Renováveis, subsidiária da Neoenergia, arrematou o lote D do Leilão Especial para alienação das ações de propriedade da CELGPAR, que compreende 37,5% do capital social total da ECIII, detentora de 40% do Consórcio Empreendedor Corumbá III, que opera a UHE Corumbá, com capacidade instalada de 96,5 MW, pelo valor de R\$ 92 milhões, sujeito à atualização pelo IPCA desde a data base de 31 de dezembro de 2023 até a data de liquidação do lote D do leilão, além de eventuais outros ajustes usuais para esse tipo de operação.

Em 30 de dezembro de 2025, a Companhia Energética de Brasília - CEB, que detém a participação remanescente na ECIII, exerceu seu direito de preferência para aquisição de 22,5% do capital social total da ECIII, pelo valor de R\$ 36,7 milhões, sujeito à mesma atualização descrita anteriormente.

Atualmente a Neoenergia Renováveis possui 70% de participação na UHE Corumbá (25% do capital social total da ECIII e de 60% do Consórcio Empreendedor Corumbá III), e, após o *closing* das operações, passará a deter 76% de participação na UHE Corumbá.

10.4. Venda da UHE Dardanelos

Em 21 de novembro de 2025 a Neoenergia anunciou a venda para a EDF Brasil Hidro Participações S.A. da totalidade das ações do capital social da Energética Águas da Pedra S.A. (EAPSA) que opera a Usina Hidrelétrica Dardanelos, situada no Estado do Mato Grosso e com capacidade instalada de 261 MW.

A transação tem um Enterprise Value de R\$ 2.515 milhões, dos quais R\$ 2.229 milhões correspondem ao Enterprise Value na data base de dezembro de 2024 (incluindo R\$ 67 milhões de earn-out), e R\$ 286 milhões a correção pela variação do

CDI desde dezembro de 2024 até a data da assinatura. O preço está sujeito a correção do CDI até a data do *Closing* e demais ajustes usuais nesse tipo de transação.

Nesta mesma data, a Neoenergia celebrou com a EDF Brasil Holding S.A. o Acordo de Investimento, por meio do qual a Neoenergia realizará um aporte de R\$ 93,5 milhões na Hidro Participações para deter 25% do capital social dela, sendo que a EDF Brasil Holding deterá os 75% restantes do capital social após um aporte de R\$ 280,5 milhões. Dessa forma, a Neoenergia manterá uma participação indireta de 25% na EAPSA, único investimento da Hidro Participações. O restante dos recursos necessários para a aquisição da EAPSA pela Hidro Participações no âmbito do Contrato de Compra e Venda virá de financiamentos.

Em até 2,5 anos da conclusão da operação, a EDF Brasil Holding terá o direito de adquirir a totalidade das ações de emissão da Hidro Participações detidas pela Neoenergia, e a Neoenergia poderá alienar a totalidade de sua participação na Hidro Participações.

A conclusão da operação está sujeita a determinadas condições precedentes usuais a este tipo de transação, incluindo a aprovação pelo CADE, autoridades de defesa concorrencial com jurisdição sobre as partes, pela Aneel e pelos agentes financiadores da EAPSA.

10.5. Remuneração de 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/politicas-governanca-corporativa>).

Em 2025, a Companhia deliberou os seguintes proventos:

- (i) Dividendos de R\$ 424.940 mil, deliberados em Assembleia Geral Ordinária de 17/04/2025 e pagos em 19/12/2025;
- (ii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 264.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 12/06/2025 e pagos em 19/12/2025;
- (iii) Dividendos Intermediários de R\$ 984.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 11/12/2025 e com previsão de pagamento até fevereiro de 2026;
- (iv) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 100.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 11/12/2025 e com previsão de pagamento até dezembro de 2026.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2025 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2026.

11. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia apresenta os resultados do 4T25 e 2025 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 intermediárias (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	4T25	2025	4T24	2024	
(+) Receita líquida	14.007	52.633	13.630	48.993	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(214)	(1.596)	(582)	(1.504)	Nota 5
(-) Outras receitas	(285)	(1.038)	(250)	(974)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(2)	39	(6)	(18)	Nota 5.4
(+) Penalidades contratuais e regulatórias	(8)	(86)	0	0	Nota 5.4
(+) Receita de operação e manutenção	45	176	37	156	Nota 5.4
(+) Operações fotovoltaicas	0	0	2	3	Nota 5.4
(+) Outras receitas - Outras receitas	6	12	13	24	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	13.549	50.140	12.844	46.680	
(+) Custos com energia elétrica	(6.266)	(22.691)	(5.778)	(20.800)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(37)	(119)	(38)	(219)	Nota 8
(+) Custos de construção	(2.388)	(9.936)	(2.888)	(9.538)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(6)	(11)	(2)	(9)	Nota 8
= Custo com Energia	(8.697)	(32.757)	(8.706)	(30.566)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	214	1.596	582	1.504	Nota 5
= MARGEM BRUTA	5.066	18.979	4.720	17.618	
(+) Custos de operação	(1.507)	(5.675)	(1.422)	(5.558)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(97)	(371)	(89)	(286)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(540)	(2.295)	(597)	(2.249)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	37	119	38	219	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	6	11	2	9	Nota 8
(-) Depreciação	806	3.019	735	2.816	Nota 8
(+) Outras receitas	285	1.038	250	974	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	2	(39)	6	18	Nota 5.4
(-) Penalidades contratuais e regulatórias	8	86	0	0	Nota 5.4
(-) Receita de operação e manutenção	(45)	(176)	(37)	(156)	Nota 5.4
(-) Operações fotovoltaicas	0	0	(2)	(3)	Nota 5.4
(-) Outras receitas - Outras receitas	(6)	(12)	(13)	(24)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.051)	(4.295)	(1.129)	(4.240)	
(+) PECLD	(145)	(560)	(132)	(552)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial / (-) Ajuste valor justo - investimento	104	166	(382)	(309)	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.974	14.290	3.077	12.517	
(+) Depreciação e Amortização	(806)	(3.019)	(735)	(2.816)	Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(1.359)	(5.807)	(1.377)	(4.992)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(328)	(407)	(105)	(1.027)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(6)	(26)	(8)	(47)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.475	5.031	852	3.635	Demonstrações de resultado

ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio

(data base 31/12/2025):

DRE (R\$ MM)	REDES								GERAÇÃO E CLIENTES								OUTROS							
	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação		4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação		4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	4.634	4.177	457	11%	17.209	15.498	1.711	11%	444	556	(112)	-20%	1.822	2.157	(335)	-16%	(12)	(13)	1	-8%	(52)	(37)	(15)	41%
Despesa Operacional	(848)	(911)	63	-7%	(3.505)	(3.436)	(69)	2%	(125)	(152)	27	-18%	(521)	(550)	29	-5%	(78)	(66)	(12)	18%	(269)	(254)	(15)	6%
PECLD	(145)	(131)	(14)	11%	(559)	(552)	(7)	1%	-	(1)	1	-100%	(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	103	(15)	118	N/A	149	48	101	210%	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A	(2)	-	(2)	-	3	-	3	-
EBITDA	3.744	3.120	624	20%	13.294	11.558	1.736	15%	322	36	286	794%	1.313	1.250	63	5%	(92)	(79)	(13)	16%	(317)	(291)	(26)	9%
Depreciação	(612)	(557)	(55)	10%	(2.328)	(2.101)	(227)	11%	(141)	(119)	(22)	18%	(463)	(473)	10	-2%	(53)	(59)	6	-10%	(228)	(242)	14	-6%
Resultado Financeiro	(1.355)	(1.296)	(59)	5%	(5.643)	(4.670)	(973)	21%	58	(41)	99	N/A	(35)	(185)	150	-81%	(62)	(40)	(22)	55%	(129)	(137)	8	-6%
IR CS	(301)	(242)	(59)	24%	(279)	(1.054)	775	-74%	(33)	129	(162)	N/A	(156)	(4)	(152)	3800%	6	8	(2)	-25%	28	31	(3)	-10%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(8)	2	-25%	(26)	(47)	21	-45%
LUCRO LÍQUIDO	1.476	1.025	451	44%	5.044	3.733	1.311	35%	206	5	201	4020%	659	588	71	12%	(207)	(178)	(29)	16%	(672)	(686)	14	-2%

ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio

(data base 31/12/2025):

BALANÇO PATRIMONIAL - R\$ Milhões	Redes			Geração e Clientes					Outros	Consolidado
	Distribuição	Transmissão	Total Redes	Geração eólica	Geração hidráulica	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total Geração e Clientes	Total	
ATIVO CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	4.918	598	5.516	950	65	77	125	1.217	1.720	8.453
Contas a receber de clientes e outros	10.070	102	10.172	107	7	25	173	312	-	10.484
Títulos e valores mobiliários	310	18	328	12	1	-	-	13	275	616
Instrumentos financeiros derivativos	92	22	114	-	-	-	-	-	-	114
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	1.432	1.432	-	-	-	-	-	-	1.432
Ativos não circulantes mantidos para a venda	-	-	-	-	2.861	-	-	2.861	-	2.861
Outros ativos circulantes	2.901	148	3.049	66	21	56	34	177	346	3.572
TOTAL DO CIRCULANTE	18.497	2.320	20.817	1.135	2.955	158	332	4.580	2.341	27.738
NÃO CIRCULANTE										
Contas a receber de clientes e outros	429	-	429	-	-	-	14	14	-	443
Títulos e valores mobiliários	95	10	105	398	-	-	2	400	-	505
Instrumentos financeiros derivativos	242	-	242	6	-	-	-	6	93	341
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	32.993	-	32.993	-	-	-	-	-	-	32.993
Concessão do serviço público (ativo contratual)	5.617	17.866	23.483	-	-	-	-	-	-	23.483
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	-	1.177	1.177	-	858	-	7	865	-	2.042
Direito de uso	161	-	161	40	1	2	2	45	3	209
Imobilizado	-	32	32	7.492	414	902	23	8.831	54	8.917
Intangível	15.537	15	15.552	116	479	1	45	641	2	16.195
Outros ativos não circulantes	4.883	922	5.805	296	30	136	70	532	75	6.412
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	59.957	20.022	79.979	8.348	1.782	1.041	163	11.334	227	91.540
ATIVO TOTAL	78.454	22.342	100.796	9.483	4.737	1.199	495	15.914	2.568	119.278
PASSIVO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	4.011	317	4.328	156	12	24	91	283	189	4.800
Empréstimos e financiamentos	5.954	1.107	7.061	252	7	-	10	269	375	7.705
Instrumentos financeiros derivativos	234	4	238	-	-	-	-	-	64	302
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	140	-	140	-	-	-	-	-	-	140
Outros passivos circulantes	5.288	1.366	6.654	445	789	14	137	1.385	14	8.053
TOTAL DO CIRCULANTE	15.627	2.794	18.421	853	808	38	238	1.937	642	21.000
NÃO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	224	-	224	-	-	-	-	-	-	224
Empréstimos e financiamentos	36.637	5.935	42.572	2.953	150	-	37	3.140	4.310	50.022
Instrumentos financeiros derivativos	419	7	426	-	-	-	1	1	315	742
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.228	-	1.228	-	-	-	-	-	-	1.228
Outros passivos não circulantes	6.026	2.991	9.017	274	82	44	73	473	(12)	9.478
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	44.534	8.933	53.467	3.227	232	44	111	3.614	4.613	61.694
TOTAL DO PASSIVO	60.161	11.727	71.888	4.080	1.040	82	349	5.551	5.255	82.694
PATRIMÔNIO LÍQUIDO										
Atribuído aos acionistas controladores	18.204	10.591	28.795	5.383	3.697	1.117	146	10.343	(2.687)	36.451
Atribuído aos acionistas não controladores	89	24	113	20	-	-	-	20	-	133
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	18.293	10.615	28.908	5.403	3.697	1.117	146	10.363	(2.687)	36.584
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	78.454	22.342	100.796	9.483	4.737	1.199	495	15.914	2.568	119.278
DÍVIDA										
Dívida Bruta										
Ativo										
CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	4.918	598	5.516	950	65	77	125	1.217	1.720	8.453
Títulos e valores mobiliários	310	18	328	12	1	-	-	13	275	616
Instrumentos financeiros derivativos	92	22	114	-	-	-	-	-	-	114
NÃO CIRCULANTE										
Títulos e valores mobiliários	95	10	105	398	-	-	2	400	-	505
Instrumentos financeiros derivativos	242	-	242	6	-	-	-	6	93	341
PASSIVO										
CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	5.954	1.107	7.061	252	7	-	10	269	375	7.705
Instrumentos financeiros derivativos	234	4	238	-	-	-	-	-	64	302
NÃO CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	36.637	5.935	42.572	2.953	150	-	37	3.140	4.310	50.022
Instrumentos financeiros derivativos	419	7	426	-	-	-	1	1	315	742
Dívida Bruta Total	42.910	7.031	49.941	3.199	157	-	48	3.404	4.971	58.316
Dívida Líquida Total	37.587	6.405	43.992	1.839	91	(77)	(79)	1.774	2.976	48.742

ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 31/12/2025):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	2025	2024
Lucro Líquido do Período/Exercício	5.057	3.682
Ajustado por:		
Depreciação e amortização	3.081	2.872
Baixa de ativos não circulantes	172	231
Equivalência Patrimonial	(69)	32
Ajuste a valor justo/valor recuperável - Impairment	(98)	277
Tributos sobre o lucro	407	1.027
Resultado financeiro, líquido	5.807	4.992
Valor de reposição estimado da concessão	(1.596)	(1.504)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	(505)	(166)
Concessão do serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(4.712)	(5.106)
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e contratos de convênio	644	(413)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(107)	(99)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	(1.403)	1.155
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	115	158
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(203)	(426)
Outros ativos e passivos, líquidos	(119)	130
Caixa gerado nas operações	6.471	6.842
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	106	132
Encargos de dívidas pagos	(4.047)	(3.330)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(1.138)	(901)
Rendimento de aplicação financeira	920	883
Pagamento de juros – Arrendamentos	(34)	(29)
Tributos sobre o lucro pagos	(355)	(355)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	1.923	3.242
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Alienação Controlada - Geração Céu Azul S.A. (nota 15.3)	1.050	-
Alienação de participação acionária - Neoenergia Itabapoana (nota 15.3)	115	-
Antecipação de caixa para alienação de investimento (nota 15.3)	275	-
Reclassificação do caixa dos ativos não circulante mantido para venda	(62)	(84)
Aquisição de imobilizado e intangível	(339)	(229)
Aumento de capital em investidas	(3)	(93)
Resgate de ações em investidas	-	198
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(7.171)	(5.608)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(1.462)	(770)
Resgate de títulos e valores mobiliários	1.053	767
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(6.544)	(5.819)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	12.016	12.821
Pagamento dos custos de captação	(345)	(180)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(6.640)	(9.149)
Depósitos em garantias	(15)	(56)
Obrigações vinculadas as concessões	545	300
Pagamento de principal – Arrendamentos	(73)	(62)
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	801	321
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Cosern	-	(157)
Remuneração paga aos acionistas controladores	(946)	(937)
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(17)	(42)
Alienação de participação societária em controladas	23	-
Recompra de ações em tesouraria	(5)	-
Caixa gerado nas atividades de financiamentos	5.344	2.859
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	723	282
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	7.730	7.448
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	8.453	7.730



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\$ MN) 4Q25	4Q25	4Q24	Δ %	2025	2024	Δ %
Gross Margin	5,066	4,720	7%	18,979	17,618	8%
Operating Expenses	(1,051)	(1,129)	(7%)	(4,295)	(4,240)	1%
EBITDA	3,974	3,077	29%	14,290	12,517	14%
Financial Income (Loss)	(1,359)	(1,377)	(1%)	(5,807)	(4,992)	16%
Profit assigned to controlling shareholders	1,475	852	73%	5,031	3,635	38%
Financial Asset (Concession)	214	582	(63%)	1,596	1,504	6%
IFRS 15 + Corporate Operations	512	(343)	N/A	1,266	442	186%
Cash EBITDA	3,248	2,838	14%	11,428	10,571	8%

OPERATING INDICATORS						
Energia Injetada (GWh) (cativo + livre + GD)	23,128	22,635	2.2%	89,453	87,218	2.6%
Energia Distribuída (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	19,838	19,353	2.5%	77,108	75,684	1.9%
Number of Customers (thousand)	16,917	16,575	2%			

Financial Debt Indicators	2025	2024	Variation
Net Debt ¹ /EBITDA ²	3.41	3.45	(0.04)
Corporate Rating (S&P)	AAA	AAA	-

¹ Net Debt of cash and cash equivalents, short-term investments and securities.

² EBITDA 12 months

Financial and Operating Highlights:

- In the 4Q25, 2.2% growth of injected energy, including DG, and 2.6% in 2025;
- Operating expenses controlled: -6.9% in the 4Q25, due to non-recurring expenses in 4Q24, and +1.3% in 2025;
- Cash EBITDA: R\$ 3.3 billion in the 4Q25 (+14% vs. 4Q24) and R\$ 11.4 billion in 2025 (+8% vs. 2024), highlights include positive variations in parcel B of distributors, and controlled expenses;
- Profit: R\$ 1.5 billion in the 4Q25 (+73% vs. 4Q24) and R\$ 5 billion in 2025 (+38% vs. 2024);
- CAPEX: R\$ 10.1 billion in 2025, of which R\$ 6.5 billion in distribution, leading to a RAB of R\$ 44.2 billion;
- Net debt/EBITDA of 3.41x in the 4Q25;
- Asset rotation: Divestment in the Dardanelos Hydroelectric plant with an Enterprise Value of R\$ 2.5 billion in the 4Q25;
- End of the investment in the transmission cycle, which corresponds to a RAP of R\$ 2 billion.

4Q25 Teleconference

Thursday, February 12, 2026

Time: 10:00 (BRT) | 8:00 (ET)

(with simultaneous translation to English)

Access to Webcast: https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=ConferenciadeResultados4T25-Neoenergia_472

SUMMARY

MESSAGE FROM THE PRESIDENT	3
1. OPERATING PERFORMANCE	5
1.1. Networks	5
1.2. Generation and Customers	14
2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	17
2.1. Consolidated	17
2.2. Networks	18
2.3. Generation and Customers	25
3. EBITDA	28
4. FINANCIAL RESULT	28
5. INVESTMENTS	29
5.1. Networks	29
5.2. Generation and Customers	30
6. INDEBTEDNESS	30
6.1. Debt Situation and Financial Leverage	30
6.2. Debt amortization schedule	31
6.3. Debt Profile	31
7. RATING	32
8. CAPITAL MARKETS	32
9. ESG	33
10. OTHER MATTERS	34
10.1. Low-Income Customers	34
10.2. Neoenergia Brasília Adjustment	34
10.3. Increase in the stake of the Corumbá Hydroelectric Plant	34
10.4. Sale of Dardanelos Hydroelectric Plant	34
10.5. Shareholders' Compensation	35
11. RECONCILIATION NOTE	35
ANNEX I – Managerial DREs by Business	37
ANNEX II – Balance Sheet by Business	38
ANNEX III – Consolidated Cash Flow	39

MESSAGE FROM THE PRESIDENT

The year 2025 represented a year of great achievements for Neoenergia, marked by solid results and strategic improvements that reinforce our role as protagonists in the Brazilian electricity sector. We ended the year with EBITDA of R\$ 14.3 billion and Net Income of R\$ 5 billion, growth of 14% and 38%, respectively, compared to the previous year, even in a challenging economic scenario. We maintained our focus on operational efficiency and spending discipline, with our expenses growing by only 1%, below the inflation rate for the period, and absorbing the increase in our customer base and the start of new business operations.

We maintained our structured strategy of valuation and rotation of assets, completing several relevant transactions throughout the year: we finalized the sale of UHE Baixo Iguaçu, strengthened our partnership with GIC with the sale of 50% of the Itabapoana transmission line, our 9th joint asset, expanded our stake in Corumbá Hydroelectric Plant, and sold 75% of Dardanelos, Hydroelectric Plant, control of which we held since 2023, thus maximizing that asset's value for our shareholders.

We also maintained our sustainable growth strategy, based on a solid strategic plan and strict discipline in capital allocation. In 2025, our Capex reached the record of R\$ 10.1 billion, mainly used in the distribution business and in the final investment in transmission cycle.

These investments were supported by our financial soundness and a robust funding plan, where I point out the issuance of debentures by Neoenergia Coelba and Neoenergia Cosern with the lowest spread in the Brazilian capital market, in addition to obtaining the world's first JICA financing associated with ESG goals, in addition to a green financing of € 300 million with the European Investment Bank to upgrade the electricity grid in Bahia.

In Distribution, the company invested R\$ 6.5 billion in network expansion, connecting new customers, and digitizing and upgrading the networks, making them more resilient with respect to weather events, ensuring greater quality and safety for our 17 million customers. As a reflection of this robust investment, we ended the year with all our 5 distributors within the regulatory limits for Equivalent Interruption Duration (DEC) and Equivalent Interruption Frequency (FEC), valuing our customers and ensuring that they receive quality, safe and uninterrupted energy.

Customers remain at the heart of our strategy: in 2025, we completed the refurbishing and standardization of 100% of our customer service stores and further strengthened our communication channels, efforts that granted us the CONAREC Award, the main acknowledgement in Customer Experience in Brazil.

As a result of all these investments, we were protagonists in the 2025 ABRADÉE Award, achieving a historic result and reaffirming once again our operational excellence: we have the best distributor in the country - Neoenergia Cosern, the best distributor in the Southeast region - Neoenergia Elektro, and we also won 6 other awards, with emphasis on the award for best operational performance evolution in the country for Neoenergia Brasília.

Another important milestone in the year was the signing of the new concession agreement of Neoenergia Pernambuco, the first and only distributor in the country to obtain, in 2025, an early extension of the concession for another 30 years. We also moved forward with the processes for an early extension for another 30 years, for Neoenergia Coelba, Neoenergia Elektro, and Neoenergia Cosern, which have already been approved by ANEEL.

In transmission, we invested R\$ 3.3 billion, finalizing our current investment cycle in the business with the delivery of the last 4 lots planned for 2025, which added more than R\$ 1 billion in Annual Permitted Revenue (RAP) to the portfolio. Neoenergia is currently the 5th largest player in the transmission segment in the country, with more than 8 thousand km of lines in 15 states and more than R\$ 2 billion in RAP.

In the Generation business, we maintained the high availability of our renewable generation assets, even in the face of sector challenges such as lower wind resources and curtailment.

In the Trade business, we achieved a record in energy sales focusing on the retail market and delivered our first two electrification projects of the industry, in addition to having started the development of 5 additional projects.

We are proud to be one of the most innovative companies in the Brazilian electricity sector. In 2025 alone, more than R\$ 468 million were invested in projects focused on Research, Development and Innovation, and we consolidated our pioneering position in the energy transition, with 2 landmark projects: the launch of the Noronha Verde Project, which will decarbonize energy generation in the archipelago; and the completion of the construction of our first Green Hydrogen plant (H2V), in Brasília, a milestone for clean energy production and for the improvement of sustainable solutions in the country.

Maintaining our long-standing commitment to the social development of the regions where we operate and to equity within our company, in 2025, we trained over 125 women in our Electrician Schools, representing almost 35% of the total number of graduates. Since its creation, more than 1,359 female students have graduated and 1,052 have been hired. Our women-only school was recognized in 2025 as a global example of "Diversity, Equity and Inclusion" by the World Economic Forum.

Through the Neoenergia Institute, we invested R\$ 32.5 million of our own and incentive resources in initiatives aimed at developing and supporting social impact projects, directly and indirectly benefiting more than 3 million people in the areas where we operate. These actions reinforce our commitment to society and to ESG goals.

Finally, the safety and well-being of our employees remain an absolute priority in all our operations. We carried out several actions throughout the year to reinforce the importance of safety in daily life and to minimize accidents. We strengthened our risk perception workshops for field teams, increased virtual equipment inspections and the behavioral observation of leaders. Furthermore, we won the ABERJE Award at the national level, with the campaign on safety in the electrical grid during Carnival.

It is also worth noting that, reflecting the quality of our work environment and the protagonism that our employees hold, we were recognized for the second consecutive year by *Great Place to Work* with the title of best company to work for in the electricity sector. Furthermore, we achieved *Top Employer* certification, one of the most recognized certifications in the world, reflecting our excellence in people management practices and contribution to the personal and professional development of our employees.

We ended 2025 proud of our achievements and confident in the future. This consistency and our commitment to deliverables, spending discipline, proper capital allocation, and quality operation of our assets was reflected in the appreciation of our shares by more than 75% during the year, above the IBOVESPA and other market benchmarks.

It also reflects the confidence of our controlling shareholder in both Neoenergia and Brazil: in October, Iberdrola completed the acquisition of the shareholding held by Previ, now holding 83.8% of Neoenergia share capital, and in November it filed a request for the registration of a public tender (IPO) for the acquisition of all Neoenergia shares.

I thank our employees for their dedication and our shareholders for their trust. Together, we will continue building a Neoenergia that is increasingly profitable, sustainable, innovative, and inclusive.

Eduardo Capelastegui

Neoenergia CEO

1. OPERATING PERFORMANCE

The Neoenergia Group's businesses are presented in this report from a management perspective as follows: (i) Networks – distribution and transmission and (ii) Generation and Customers – wind generation, hydroelectric generation, solar generation, thermal generation, and energy trade.

1.1. Networks

1.1.1. Distributors

1.1.1.1. Number of Consumers

Neoenergia distribution companies ended 2025 with 17.0 million active consumers (+2.2% vs. 2024), a growth of 362 thousand new consumer units, as shown in the table below:

Number of Consumers (thousand)	4Q25						4Q24						VARIATION					
	Consolidated	Neoenergia Cobelsa	Neoenergia Paranápolis	Neoenergia Caram	Neoenergia Belo	Neoenergia Belo	Consolidated	Neoenergia Cobelsa	Neoenergia Paranápolis	Neoenergia Caram	Neoenergia Belo	Neoenergia Belo	Consolidated	Neoenergia Cobelsa	Neoenergia Paranápolis	Neoenergia Caram	Neoenergia Belo	Neoenergia Belo
Residential	15,206	6,218	3,830	1,446	2,636	1,076	14,838	6,056	3,725	1,417	2,589	1,051	368	161	105	29	47	26
Industrial	38	10	6	2	19	1	38	10	6	2	19	1	0	0	(0)	0	(0)	(0)
Commercial	1,118	443	228	115	212	121	1,113	442	227	113	211	120	5	2	0	1	1	1
Rural	466	172	113	45	125	10	479	179	118	47	126	10	(13)	(7)	(4)	(2)	(0)	(0)
Other	177	72	35	30	34	6	176	72	34	29	34	7	2	1	0	1	0	(0)
Total	17,006	6,915	4,212	1,638	3,027	1,214	16,444	6,758	4,110	1,608	2,979	1,188	362	157	101	30	48	26

1.1.1.2. Market Evolution

Distributed energy (captive + free + DG) was 19,838 GWh in the 4Q25 (+2.5% vs. 4Q24) and 77,108 GWh in 2025 (+1.9% vs. 2024) due to a larger customer base that compensated for lower temperatures. It is worth noting that as distributors undergo tariff revisions, their reference markets are adjusted to compensate for migrations to distributed generation.

Below are the distributed energy amounts by distributor and by customer type and market:

Results as of December 31, 2025
Disclosed on February 11, 2026



Distributed Energy (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			Consolidated		
	4Q25	4Q24	%	4Q25	4Q24	%	4Q25	4Q24	%	4Q25	4Q24	%	4Q25	4Q24	%	4Q25	4Q24	%
Residential	2,010	2,047	(1.8%)	1,492	1,498	(0.4%)	582	599	(2.9%)	1,349	1,388	(2.8%)	677	677	0.1%	6,110	6,209	(1.6%)
Industrial	61	91	(33.1%)	43	70	(39.3%)	18	26	(30.0%)	103	146	(29.5%)	4	7	(34.1%)	229	340	(32.6%)
Commercial	501	527	(4.9%)	322	428	(24.7%)	133	141	(5.3%)	371	471	(21.3%)	300	328	(8.5%)	1,627	1,895	(14.1%)
Rural	789	678	16.5%	128	136	(6.3%)	108	121	(10.2%)	186	205	(9.4%)	30	27	12.6%	1,241	1,166	6.4%
Other	597	593	0.7%	333	352	(5.3%)	157	158	(1.1%)	269	306	(12.0%)	220	283	(22.1%)	1,576	1,692	(6.8%)
Captive Market	3,959	3,935	0.6%	2,318	2,485	(6.7%)	999	1,045	(4.5%)	2,277	2,516	(9.5%)	1,232	1,321	(6.7%)	10,784	11,302	(4.6%)
Industrial	1,236	1,199	3.0%	749	714	4.9%	350	317	10.4%	2,002	1,983	1.0%	160	144	10.9%	4,497	4,358	3.2%
Commercial	435	383	13.5%	415	349	18.9%	119	100	19.0%	371	313	18.6%	253	209	21.1%	1,593	1,354	17.7%
Rural	23	17	41.0%	20	16	28.0%	18	9	95.2%	75	69	8.6%	2	1	7.4%	139	113	23.4%
Other	222	216	2.5%	133	129	3.5%	47	45	6.4%	205	183	11.9%	53	29	83.2%	661	602	9.7%
Supply	0	0	-	65	65	0.8%	0	0	-	0	0	-	45	37	21.4%	111	102	8.9%
Free Market + Supply	1,916	1,816	5.5%	1,383	1,273	8.7%	535	471	13.6%	2,654	2,549	4.1%	512	420	21.9%	7,001	6,529	7.2%
Residential	348	256	36.0%	247	191	29.2%	172	121	42.4%	160	136	17.3%	52	32	61.0%	979	736	32.9%
Industrial	23	14	67.5%	30	27	10.6%	7	8	(10.2%)	19	16	13.4%	3	2	49.5%	81	67	21.9%
Commercial	245	183	34.0%	203	156	29.5%	92	81	14.1%	139	112	24.3%	119	80	48.3%	798	612	30.3%
Rural	67	38	76.3%	24	24	2.3%	14	10	36.6%	50	13	274.9%	6	4	55.6%	162	89	80.9%
Other	11	3	247.9%	8	6	42.4%	2.9	2	19.5%	8	4	85.3%	3	2	38.5%	33	18	87.1%
DG Compensation Energy	695	494	40.7%	512	404	26.7%	288	222	29.8%	375	282	33.1%	182	120	51.8%	2,052	1,522	34.9%
Residential	2,358	2,302	2.4%	1,739	1,690	2.9%	754	720	4.7%	1,508	1,524	(1.1%)	729	709	2.9%	7,089	6,945	2.1%
Industrial	1,320	1,305	1.2%	822	812	1.3%	375	351	6.9%	2,123	2,145	(1.0%)	167	153	9.4%	4,807	4,765	0.9%
Commercial	1,181	1,093	8.0%	940	934	0.7%	344	321	7.2%	881	896	(1.7%)	671	616	8.9%	4,018	3,861	4.1%
Rural	880	732	20.2%	173	176	(2.0%)	141	141	0.3%	311	288	8.2%	37	32	17.5%	1,542	1,368	12.7%
Other	830	813	2.1%	474	486	(2.4%)	207	206	0.8%	482	494	(2.3%)	276	314	(12.0%)	2,270	2,312	(1.8%)
Supply	0	0	-	65	65	0.8%	0	0	-	0	0	-	45	37	21.4%	111	102	8.9%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	6,570	6,244	5.2%	4,214	4,162	1.2%	1,822	1,737	4.9%	5,306	5,347	(0.8%)	1,926	1,862	3.5%	19,838	19,353	2.5%

Distributed Energy (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			Consolidated		
	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%
Residential	8,022	8,132	(1.4%)	5,881	5,985	(1.7%)	2,385	2,474	(3.6%)	5,489	5,564	(1.4%)	2,597	2,582	0.6%	24,373	24,737	(1.5%)
Industrial	253	457	(44.7%)	186	312	(40.6%)	82	121	(32.1%)	413	714	(42.2%)	16	33	(53.2%)	949	1,638	(42.1%)
Commercial	2,134	2,566	(16.8%)	1,325	1,795	(26.2%)	579	687	(15.8%)	1,596	1,975	(19.2%)	1,139	1,353	(15.8%)	6,773	8,375	(19.1%)
Rural	2,755	2,528	9.0%	464	465	(0.2%)	360	383	(6.1%)	755	865	(12.7%)	116	127	(9.2%)	4,449	4,369	1.8%
Other	2,323	2,552	(9.0%)	1,355	1,462	(7.3%)	625	622	0.6%	1,105	1,225	(9.8%)	930	1,208	(23.0%)	6,337	7,068	(10.3%)
Captive Market	15,486	16,235	(4.6%)	9,210	10,018	(8.1%)	4,031	4,287	(6.0%)	9,358	10,343	(9.5%)	4,797	5,302	(9.5%)	42,881	46,188	(7.2%)
Industrial	4,865	4,594	5.9%	2,908	2,793	4.1%	1,304	1,194	9.2%	7,818	7,482	4.5%	588	548	7.2%	17,482	16,610	5.3%
Commercial	1,706	1,425	19.7%	1,576	1,313	20.0%	456	381	19.8%	1,453	1,186	22.5%	924	735	25.7%	6,114	5,040	21.3%
Rural	76	41	85.4%	69	49	38.8%	51	11	347.6%	264	239	10.5%	6	5	10.7%	465	346	34.5%
Other	892	621	43.6%	524	477	9.8%	183	174	5.0%	777	639	21.5%	213	39	451.3%	2,588	1,951	32.7%
Supply	0	0	15.1%	254	237	7.2%	2	2	22.7%	0	0	-	145	154	(5.8%)	402	393	2.1%
Free Market + Supply	7,539	6,682	12.8%	5,330	4,869	9.5%	1,995	1,762	13.3%	10,312	9,546	8.0%	1,876	1,481	26.6%	27,052	24,340	11.1%
Residential	1,264	888	42.2%	879	614	43.1%	615	410	50.0%	552	394	40.1%	171	112	53.3%	3,480	2,418	43.9%
Industrial	76	48	58.5%	102	90	13.5%	29	27	6.9%	67	53	26.5%	9	6	58.2%	284	224	26.6%
Commercial	862	640	34.8%	681	521	30.7%	356	284	25.3%	485	343	41.3%	391	281	39.1%	2,775	2,069	34.1%
Rural	207	137	50.8%	85	65	31.8%	47	27	70.9%	174	130	34.3%	22	15	50.1%	535	374	43.2%
Other	25	11	124.2%	24	24	(2.6%)	11	9	29.8%	30	22	36.5%	10	7	57.1%	100	73	38.1%
DG Compensation Energy	2,435	1,725	41.1%	1,771	1,314	34.8%	1,058	757	39.7%	1,307	941	38.9%	604	420	43.8%	7,174.3	5,157	39.1%
Residential	9,285	9,020	2.9%	6,759	6,599	2.4%	2,999	2,884	4.0%	6,041	5,958	1.4%	2,768	2,694	2.8%	27,853	27,155	2.6%
Industrial	5,194	5,099	1.9%	3,196	3,195	0.0%	1,415	1,342	5.4%	8,297	8,248	0.6%	613	588	4.3%	18,715	18,472	1.3%
Commercial	4,702	4,631	1.5%	3,582	3,629	(1.3%)	1,390	1,351	2.9%	3,534	3,504	0.9%	2,454	2,369	3.6%	15,662	15,484	1.2%
Rural	3,039	2,707	12.3%	617	578	6.7%	458	422	8.4%	1,193	1,234	(3.3%)	143	147	(2.6%)	5,450	5,088	7.1%
Other	3,240	3,185	1.7%	1,902	1,963	(3.1%)	819	805	1.8%	1,911	1,886	1.3%	1,153	1,253	(8.0%)	9,026	9,091	(0.7%)
Supply	0	0	-	254	237	7.2%	2	2	-	0	0	-	145	154	(5.8%)	402	393	2.1%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	25,460	24,641	3.3%	16,311	16,203	0.7%	7,083	6,806	4.1%	20,977	20,829	0.7%	7,277	7,205	1.0%	77,108	75,684	1.9%

Total residential consumption amounted to 7,089 GWh in the 4Q25, +2.1% vs. 4Q24, and 27,853 GWh in 2025, +2.6% vs. 2024, showing an increase in all 5 distributors during the year.

Consumption by the industrial sector reached 4,807 GWh in the 4Q25, +0.9% vs. 4Q24. Growth was observed in Neoenergia Brasília (+9.4%), Cosern (+6.9%), Pernambuco (+1.3%) and Coelba (+1.2%), offsetting the reduction in Neoenergia Elektro (-1.0%). In 2025, the sector showed growth of +1.3% vs. 2024, with notable growth in Neoenergia Cosern (+5.4%) and Brasília (+4.4%).

The commercial class consumption amounted to 4,018 GWh in the 4Q25, +4.1% vs. 4Q24, and 15,662 GWh in 2025, +1.2% vs. 2024.

The rural class ended the quarter with consumption of 1,542 GWh, +12.7% vs. 4Q24, and 5,450 GWh in 2025, +7.1% vs. 2024, due to higher demand for irrigation because of the smaller volume of rainfall, especially in the concession areas of Neoenergia Coelba and Brasília, +20.2% and 17.5% in the 4Q25 vs. 4Q24, respectively.

The other classes (public service, public administration, streetlight, and own use) amounted to 2,270 GWh of consumption in the 4Q25, -1.8% vs. 4Q24, and 9,026 GWh in 2025, -0.7% vs. 2024.

1.1.1.3. Energy Balance

Total injected energy, including distributed generation, amounted to 23,128 GWh in the 4Q25, +2.2% vs. 4Q24, and 89,453 GWh in 2025, +2.6% vs. 2024, due to a larger customer base that offset lower temperatures.

ENERGY BALANCE (GWh)	4Q25	4Q24	4Q25 x 4Q24		2025	2024	2025 x 2024	
			Diff	%			Diff	%
CONSOLIDATED								
Captive Market	10,784	11,302	(518)	(4.6%)	42,881	46,188	(3,307)	(7.2%)
Free Market + Supply	7,001	6,529	472	7.2%	27,052	24,340	2,713	11.1%
Distributed Energy (A)	17,785	17,831	(46)	(0.3%)	69,933	70,527	(593)	(0.8%)
Lost Energy (B)	2,434	2,741	(307)	(11.2%)	10,205	10,492	(287)	(2.7%)
Non-billed (C)	221	141	80	56.7%	44	(96)	140	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	20,440	20,713	(273)	(1.3%)	80,182	80,922	(740)	(0.9%)
DG Injected Energy (E)	2,688	1,922	766	39.9%	9,271	6,296	2,975	47.3%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	23,128	22,635	493	2.2%	89,453	87,218	2,235	2.6%

ENERGY BALANCE (GWh)	4Q25	4Q24	4Q25 x 4Q24		2025	2024	2025 x 2024	
			Diff	%			Diff	%
 Neoenergia Coelba								
Captive Market	3,959	3,935	23	0.6%	15,486	16,235	(749)	(4.6%)
Free Market + Supply	1,916	1,816	100	5.5%	7,539	6,682	857	12.8%
Distributed Energy (A)	5,875	5,751	123	2.2%	23,025	22,917	108	0.5%
Lost Energy (B)	981	1,135	(154)	(13.6%)	4,183	4,291	(108)	(2.5%)
Non-billed (C)	60	82	(22)	(26.8%)	35	(27)	62	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	6,915	6,968	(53)	(0.8%)	27,243	27,181	62	0.2%
DG Injected Energy (E)	914	643	271	42.1%	3,182	2,149	1,033	48.1%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	7,830	7,611	218	2.9%	30,425	29,330	1,095	3.7%
 Neoenergia Pernambuco								
Captive Market	2,318	2,485	(167)	(6.7%)	9,210	10,018	(808)	(8.1%)
Free Market + Supply	1,383	1,273	111	8.6%	5,330	4,869	461	9.5%
Distributed Energy (A)	3,702	3,758	(56)	(1.5%)	14,540	14,888	(348)	(2.3%)
Lost Energy (B)	765	855	(90)	(10.5%)	3,261	3,277	(16)	(0.5%)
Non-billed (C)	114	60	54	90.0%	(13)	(24)	11	(45.8%)
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	4,581	4,673	(92)	(2.0%)	17,788	18,141	(353)	(1.9%)
DG Injected Energy (E)	651	491	160	32.6%	2,211	1,513	698	46.1%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	5,232	5,164	68	1.3%	20,000	19,654	346	1.8%
 Neoenergia Cosern								
Captive Market	999	1,045	(47)	(4.4%)	4,031	4,287	(257)	(6.0%)
Free Market + Supply	535	471	64	13.6%	1,995	1,762	234	13.2%
Distributed Energy (A)	1,534	1,516	18	1.2%	6,026	6,049	(23)	(0.4%)
Lost Energy (B)	88	146	(58)	(39.7%)	461	567	(106)	(18.7%)
Non-billed (C)	50	45	6	11%	(2)	2	(4)	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	1,672	1,706	(34)	(2.0%)	6,485	6,618	(133)	(2.0%)
DG Injected Energy (E)	378	287	91	31.7%	1,340	909	431	47.4%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	2,050	1,993	57	2.9%	7,825	7,527	298	4.0%

ENERGY BALANCE (GWh)	4Q25	4Q24	4Q25 x 4Q24		2025	2024	2025 x 2024	
			Diff	%			Diff	%
								
Captive Market	2,277	2,516	(239)	(9.5%)	9,358	10,343	(985)	(9.5%)
Free Market + Supply	2,654	2,549	105	4.1%	10,312	9,546	766	8.0%
Distributed Energy (A)	4,931	5,065	(134)	(2.6%)	19,669	19,889	(220)	(1.1%)
Lost Energy (B)	303	375	(73)	(19.2%)	1,314	1,503	(189)	(12.6%)
Non-billed (C)	48	(27)	75	N/A	33	(58)	91	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	5,282	5,414	(132)	(2.4%)	21,016	21,334	(318)	(1.5%)
DG Injected Energy (E)	528	348	180	51.7%	1,768	1,138	630	55.4%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	5,810	5,762	48	0.8%	22,784	22,472	312	1.4%

								
Captive Market	1,232	1,321	(89)	(6.7%)	4,797	5,302	(505)	(9.5%)
Free Market + Supply	512	420	92	21.9%	1,876	1,481	395	26.7%
Distributed Energy (A)	1,744	1,741	3	0.2%	6,673	6,784	(111)	(1.6%)
Lost Energy (B)	297	230	67	29.1%	987	854	132	15.6%
Non-billed (C)	(52)	(19)	(33)	173.7%	(9)	11	(20)	(181.8%)
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	1,990	1,952	37	1.9%	7,650	7,649	2	0.0%
DG Injected Energy (E)	216	153	63	41.2%	769	588	181	30.8%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	2,205	2,105	100	4.8%	8,419	8,237	182	2.2%

NOTE: Distributed Energy does not consider DG compensation energy.

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 present below the evolution of the indicator and the comparison with tariff coverage.

DISCOS	Losses 12 months (%)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	10.91%	10.88%	10.87%	10.87%	10.87%	4.78%	4.91%	4.99%	4.98%	4.61%	15.69%	15.79%	15.86%	15.85%	15.48%	16.61%
 Neoenergia Pernambuco	9.60%	9.61%	9.47%	9.46%	9.59%	8.33%	8.38%	8.64%	8.91%	8.67%	17.93%	17.98%	18.11%	18.37%	18.26%	16.91%
 Neoenergia Cosern	7.72%	7.78%	8.22%	8.54%	8.85%	0.88%	(0.01%)	(0.22%)	(1.07%)	(1.77%)	8.60%	7.77%	7.99%	7.48%	7.08%	11.14%
 Neoenergia Elektro	5.95%	5.95%	5.94%	5.98%	6.05%	0.83%	1.21%	0.42%	0.31%	0.36%	6.77%	7.16%	6.37%	6.29%	6.41%	8.07%
 Neoenergia Brasília	8.34%	8.37%	8.44%	8.41%	8.40%	2.96%	3.64%	3.93%	4.02%	4.38%	11.30%	12.01%	12.38%	12.44%	12.77%	11.97%

DISCOS	Total Losses 12 months (GWh)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	2,965	2,967	2,975	2,968	2,962	1,299	1,341	1,354	1,352	1,246	4,264	4,309	4,329	4,321	4,209	4,985
 Neoenergia Pernambuco	1,742	1,729	1,700	1,691	1,705	1,511	1,519	1,567	1,609	1,562	3,253	3,248	3,267	3,300	3,268	3,264
 Neoenergia Cosern	511	509	538	557	574	58	1	0.4	(57)	(109)	569	510	538	500	465	857
 Neoenergia Elektro	1,269	1,279	1,264	1,264	1,271	176	259	94	71	82	1,445	1,538	1,358	1,334	1,353	2,363
 Neoenergia Brasília	638	639	644	640	643	227	279	299	306	332	864	918	943	946	975	979

NOTES: (1) Due to the fact that the deadline for calculating the December 2025 loss indicator falls after the period of disclosure hereof, the data presented are estimates. The 2024 indicators were adjusted for the final calculation. (2) Regulatory limit 12 months

In April 2025, Aneel improved the methodology for calculating the regulatory coverage for non-technical losses due to the impacts of the growth of Distributed Generation, which reduces the revenue of distributors based on the energy compensated by consumers belonging to the compensation system. The change is valid from the 2025 tariff processes, and therefore it has already occurred for Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern in April 2025, for Neoenergia Elektro in August 2025 and for Neoenergia Brasília in October 2025.

Neoenergia Coelba recorded total 12-month losses of 15.48% in the 4Q25, below its regulatory limit of 16.61%.

At Neoenergia Pernambuco, the indicator ended the 4Q25 at 18.26%, below the 3Q25, which was 18.37%, although above its regulatory level of 16.91%.

Neoenergia Cosern ended the 4Q25 at 7.08%, remaining below its regulatory limit of 11.14%.

Similarly, Neoenergia Elektro ended the period at 6.41%, also below the regulatory limit of 8.07%.

Finally, Neoenergia Brasília recorded total 12-month losses of 12.77% in the 4Q25, above the regulatory limit of 11.97%.

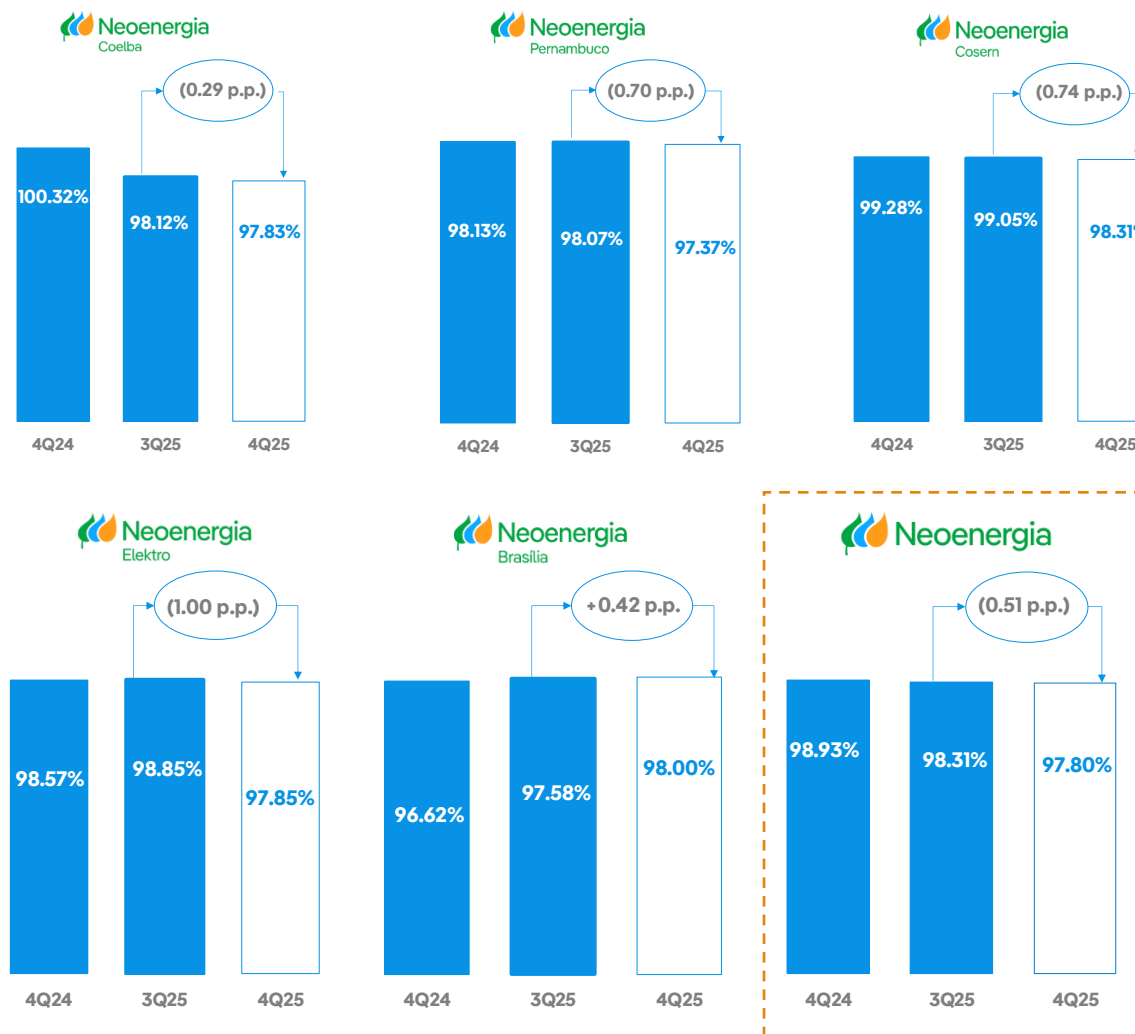
In 2025, the actions that follow were taken to fight losses in the 5 distributors:

- Conducting more than 300 thousand inspections, recovering more than 361 GWh;
- Replacing more than 335 thousand obsolete meters with more modern equipment;
- Regularizing more than 225 thousand illegal connections;
- Surveying and Inspecting streetlights at 151 thousand points, recovering more than 41 GWh; and
- Carrying out 395 actions with police support.

1.1.1.5. Collection and Delinquency

The collection rate reflects the customers' ability to pay and the efficiency of the Company's collection actions.

The chart below shows year-to-date results for the last 12-month and its performance compared to previous periods.



The consolidated collection rate in the 4Q25 remained high, reaching 97.80%.

PECLD / GROSS REVENUE		4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	Regulatory Limit 4Q25	2025	2025 Regulatory Limit
	Gross Revenue	4,441	4,271	4,127	3,828	4,248	4,248	16,474	16,474
	PECLD	53	53	43	42	60	54	198	209
	Delinquency	1.20%	1.24%	1.03%	1.10%	1.41%	1.28%	1.20%	1.27%
	Gross Revenue	2,557	2,475	2,422	2,203	2,556	2,556	9,656	9,656
	PECLD	32	57	43	50	50	38	201	149
	Delinquency	1.26%	2.31%	1.78%	2.27%	1.97%	1.47%	2.08%	1.55%
	Gross Revenue	1,123	1,025	1,090	1,023	1,249	1,249	4,387	4,387
	PECLD	5	5	6	4	5	6	20	22
	Delinquency	0.41%	0.50%	0.57%	0.38%	0.38%	0.45%	0.46%	0.49%
	Gross Revenue	3,062	3,042	2,775	2,836	3,271	3,271	11,924	11,924
	PECLD	32	25	28	16	28	19	97	75
	Delinquency	1.04%	0.81%	1.01%	0.57%	0.86%	0.59%	0.81%	0.63%
	Gross Revenue	1,415	1,242	1,250	1,314	1,447	1,447	5,252	5,252
	PECLD	17	15	6	14	13	8	48	30
	Delinquency	1.23%	1.19%	0.50%	1.04%	0.90%	0.58%	0.91%	0.58%

NOTE: PECLD considers the accrued amount + restatement.

In the 4Q25, several collection actions were adopted across the 5 distributors with the aim of reducing the delinquency rate, hence improving revenue collection. Among these, we should highlight:

- Carrying out 517 thousand supply disconnections by means of actions in georeferenced concentrations, mapping the location of customers with the highest incidence of delinquency to optimize actions;
- Monitoring of 117 thousand customer installations that were disconnected;
- Negative credit reporting of more than 2.5 million consumers;
- Protest of 411 thousand titles through notary offices and sending of notifications;
- 12 million outsourced collections by collection agencies;
- Systematic actions with Large Clients and negotiations with Government Agencies;
- Use of new technologies with the aim of providing the option to pay energy bills by debit or credit card;
- Negotiations with 291 thousand consumers by way of the digital platform;
- 68 million communication contacts via WhatsApp, SMS, IVR, and email.

1.1.1.6. DEC ad FEC (12 months)

The quality of the energy supply is mainly verified by DEC – Equivalent Interruption Duration per Consumer and FEC – Equivalent Interruption Frequency per Consumer indicators, which measure the failures that occur in the distribution network.

The 5 distributors are below the regulatory limit for both DEC and FEC.

	DEC (hours)				FEC (times)			
	4Q25	4Q24	Δ %	Regulatory Limit	4Q25	4Q24	Δ %	Regulatory Limit
 Neoenergia Coelba	9.39	10.24	(8%)	12.11	3.76	4.09	(8%)	6.20
 Neoenergia Pernambuco	10.36	10.97	(6%)	11.63	4.24	4.55	(7%)	6.69
 Neoenergia Cosern	6.07	8.30	(27%)	9.66	2.91	2.96	(2%)	5.85
 Neoenergia Elektro	6.15	6.45	(5%)	7.66	3.39	3.49	(3%)	5.62
 Neoenergia Brasília	5.73	5.04	14%	6.80	3.93	3.80	3%	4.73

NOTE: 12-month Indicators without supplier. Since the period for calculating the quality indicators falls after the publication period of this report, the data showed are estimates. The 2024 indicators were adjusted for the final calculation.

1.1.2. Transmission Lines

At the end of 2025, our portfolio consisted of 18 transmission assets, according to the table below:

Auction	Lot	Asset	Neoenergia share	Location	Extension (Km)	Substation ²	RAP ³ (R\$ MN)
-	-	Afluentes T	100%	BA	483	3 substations	76
Auction Jun'08	E	Narandiba ¹		BA		1 substation	17
Auction Jun'11	G	Narandiba ¹ Extremoz II ¹	50%	BA		-	5
Auction May'12	D	Brumado II ¹		RN		-	12
Auction Jan'13	G	Potiguar Sul	100%	RN/PB	190	-	36
Auction Apr'17	4	Dourados	50%	MS	610	1 substation	98
	20	Atibaia	50%	SP		-	20
	22	Biguaçu	50%	SC		-	20
	27	Sobral	50%	CE		-	18
Auction Dec'17	4	Jalapão	50%	BA/TO/PI/MA	728	-	185
	6	Santa Luzia	50%	CE/PB	346	1 substation	84
Auction Dec'18	1	Vale do Itajaí	100%	SC/PR	964	4 substations	278
	2	Guanabara	100%	RJ	629	2 substations	173
	3	Itabapoana	50%	RJ/MG/ES	445	-	99
	14	Lagoa dos Patos	100%	RS/SC	488	-	111
Auction Dec'19	9	Rio Formoso	50%	BA	202	1 substation	25
Auction Dec'20	2	Morro do Chapéu	100%	BA/MG/ES	1039	1 substation	228
Auction Dec'21	4	Estreito	100%	MG		-	47
Auction Jun'22	11	Paraíso	100%	MS	285	1 substation	46
	2	Alto Paranaíba	100%	SP/MG	1595	1 substation	432

NOTE: Afluentes T arises from the deverticalization of Neoenergia Coelba.

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

² Owns substations

³ RAP ratified (2024-2025 Cycle) RAP ratified (2025-2026 cycle) and Order 2580/2025 (Brumado II)

Notes on the last auctions:

December 2018 auction:

- Lot 1 (Vale do Itajaí) – works completed, still awaiting final release of R\$ 136 million of RAP.
- Lot 2 (Guanabara) – works completed, still awaiting final release of R\$ 98 million of RAP.

December 2020 auction:

- Lot 2 (Morro do Chapéu) - works completed, still awaiting final release of R\$ 52 million of RAP.

June/2022 auction:

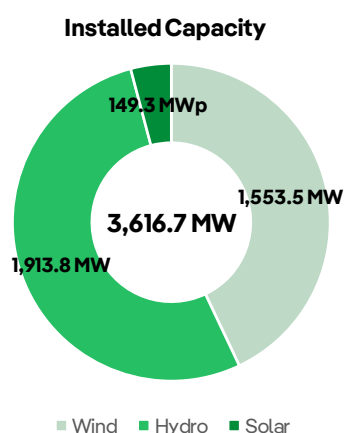
- Lot 2 (Alto Paranaíba) – works completed, with full RAP released (R\$ 1.7 billion).

Lot 14 of the December 2018 auction, Lagoa dos Patos, had 64% of RAP released. The remaining 36% RAP concern section 1, which still requires overcoming environmental and regulatory-related legal discussions.

1.2. Generation and Customers

1.2.1. Renewables

In the 4Q25, the assts in operation amounted to 44 wind farms, 4 hydroelectric plants and 2 solar parks.



1.2.1.1. Wind Farms and Solar Parks

The company has 44 wind farms in operation, with installed capacity of 1,554 MW and 2 solar parks (Solar Complex Luzia), with installed capacity of 149 MWp:

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	15.6	8/4/2015	8/3/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	16.3	8/4/2015	8/3/2050
Complexo Chafariz	100%	PB	São José do Sabugi, Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede	471.2	232.9	Between 06/21/2018 and 02/05/2019	Between 06/20/2053 and 02/04/2054
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	17.8	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
Complexo Oitis	97.3%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	566.5	274.1	Between 11/29/2019 and 12/24/2019	Between 11/28/2054 and 12/23/2054
Oitis 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49.5	26.1	11/29/2019	11/28/2054
Oitis 2	97.2%	PI/BA	Dom Inocêncio	27.5	14.3	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 3	94.3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	24.4	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 4	93.3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	24.0	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 5	94.3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	23.8	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 6	94.8%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	24.3	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 7	94.3%	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	44.0	20.8	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49.5	22.2	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	21.9	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	21.2	12/24/2019	12/23/2054

Solar in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Concession Date	End of Concession
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74.7	17.3	5/29/2020	5/29/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74.7	17.3	5/29/2020	5/29/2055

Wind energy generated in the 4Q25 was 1,164 GWh (-14.4% vs. 4Q24) and 5,193 GWh in 2025 (-2.7% vs. 2024), impacted by lower availability. Solar energy generation was 62 GWh in the 4Q25 (-6.1% vs. 4Q24) and 225 GWh in 2025 (-9.0% vs. 2024), impacted by reduced solar resources.

It is worth noting that the impact of curtailments (wind and solar) was 10.8% of the energy generated in the 4Q25 and 7.9% in 2025.

1.2.1.2. Hydroelectric Plants

In the 4Q25, Neoenergia had a stake (direct or indirect) in 4 hydroelectric plants.

Hydro Plants in Operation	Neoenergia 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	202.1	5/28/1999	5/15/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96.5	47	11/7/2001	4/22/2040
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261.0	147.2	7/3/2007	12/12/2049
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11,233.1	4571	8/26/2010	7/10/2046

NOTE: On September 17, 2021, a Aneel ratified an extension of the grants for the hydroelectric plants participating in the Energy Relocation Mechanism - MRE. On December 13, 2022, Aneel postponed the UHE Dardanelos concession by 220 days by means of Authorization Resolution 13,297.

In the 4Q25, Neoenergia announced the following operations with its hydro assets, which are still in the process of being finalized, subject to certain precedent conditions usual to these types of transactions: the sale of the Dardanelos Hydroelectric Plant to EDF Brasil, on November 21, 2025; and the increase in its stake in the Corumbá Hydroelectric Plant.

In the 4Q25, hydroelectric energy generated amounted to 491 GWh (-39.6% vs. 4Q24) and 5,496 GWh in 2025 (-1% vs. 2024), explained by the sale of the Baixo Iguaçu Hydroelectric Plant on June 30, 2025.

1.2.2. Termopernambuco

Termopernambuco used to be included in the PPT (Priority Thermal Program), and its revenue was guaranteed by the PPAs with Neoenergia Coelba (65MW) and Neoenergia Pernambuco (390MW) in force until May 14, 2024. In December 2021, the plant was the winner of the Capacity Reserve Auction, with a 15-year contract, beginning on July 1, 2026. In September 2024, ANEEL approved the early enforcement of that contract to October 1, 2024, maintaining all previous conditions and adding 21 months to the initial term.

Thermal Power Plant in Operation	Neoenergia Share	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Date of Concession	
						Authorization	Expiration
UTE Termopernambuco	100%	PE	Suape - Ipojuca	550	504.1	12/18/2000	12/18/2030

Under the new Capacity Contract, dispatch was 1% in the 4Q25, with generation of 8 GWh, and 23 GWh in 2025. It is worthy of note that the bilateral power purchase agreements were in effect until May 14, 2024.

2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

2.1. Consolidated

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Operating Revenue ¹	13,549	12,844	705	5%	50,140	46,680	3,460	7%
Costs with Energy ²	(8,697)	(8,706)	9	(0%)	(32,757)	(30,566)	(2,191)	7%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	4,852	4,138	714	17%	17,383	16,114	1,269	8%
Concession Financial Assets (VNR)	214	582	(368)	(63%)	1,596	1,504	92	6%
GROSS MARGIN	5,066	4,720	346	7%	18,979	17,618	1,361	8%
Operating Expenses	(1,051)	(1,129)	78	(7%)	(4,295)	(4,240)	(55)	1%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(145)	(132)	(13)	10%	(560)	(552)	(8)	1%
(+) Equity Income / Corporate Operations	104	(382)	486	N/A	166	(309)	475	N/A
EBITDA	3,974	3,077	897	29%	14,290	12,517	1,773	14%
Depreciation	(806)	(735)	(71)	10%	(3,019)	(2,816)	(203)	7%
Financial Income (Loss)	(1,359)	(1,377)	18	(1%)	(5,807)	(4,992)	(815)	16%
IR/CS	(328)	(105)	(223)	212%	(407)	(1,027)	620	(60%)
Minority shareholdings	(6)	(8)	2	(25%)	(26)	(47)	21	(45%)
NET INCOME	1,475	852	623	73%	5,031	3,635	1,396	38%

¹ Considers Construction Revenue

² Considers Construction Costs

Neoenergia ended the 4Q25 with a Gross Margin excluding VNR of R\$ 4,852 million, +17% vs. 4Q24, impacted by the positive effects of the increased customer base and volume of distributors, positive variations in parcel B in all distributors' latest tariff processes: +8.1% in Neoenergia Coelba (April'25 adjustment), +6.6% in Neoenergia Cosern (April'25 adjustment), +16.2% in Neoenergia Pernambuco (April'25 revision), +1.30% in Neoenergia Elektro (August'25 adjustment) and +8.3% in Neoenergia Brasília (October'25 adjustment), in addition to the new transmission assets that came into operation. These effects were partially offset by lower wind generation and lower hydro margin, resulting from the deconsolidation of Baixo Iguaçu from July'25 onwards, after the closing of the asset sale.

In 2025, the Gross Margin excluding VNR was R\$ 17,383 million, +8% vs. 2024, due to the positive effects of increased customer base, volume, and positive variations in parcel B in the latest tariff processes of the distributors, as mentioned above, in addition to the adjustment in October'24 of Neoenergia Brasília (parcel B: +5%) and the new transmission assets in operation. These effects were partially offset by the negative tariff adjustments of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern in 2024 (with variations in parcel B of -4.82%, -4.40%, and -5.63%, respectively), as well as the lower margin of Termopernambuco, impacted by the change of its bilateral energy sales contracts to the current capacity reserve contract and the lower margin in renewables.

Gross margin was R\$ 5,066 million in the 4Q25 (+7% vs. 4Q24) and R\$ 18,979 million in 2025 (+8% vs. 2024), due to the abovementioned effects, in addition to the higher VNR in the year.

Operating expenses amounted to R\$ 1,051 million in the 4Q25 (-6.9% vs. 4Q24), due to non-recurring expenses in 4Q24 and R\$ 4,295 million in 2025 (+1.3% vs. 2024), below inflation, confirming cost discipline, which allows for absorbing the pressures of the larger customer base and new transmission assets. It is worth noting that the 4Q25 was impacted on a one-off basis by the effect of the sale of the Neoenergia Pernambuco headquarters building (+R\$ 64 million).

PECLD was R\$ 145 million in the 4Q25 (+10% vs. 4Q24) and R\$ 560 million in 2025, in line with 2024.

As to the Equity Income/Corporate Operations item, R\$ 104 million was recorded in the 4Q25 (vs. -R\$ 382 million in the 4Q24), mainly due to the equity income of transmission assets in partnership with GIC, amounting to +R\$ 102 million. In 2025, R\$ 166 million was recorded (vs. -R\$ 309 million in 2024), with highlight to +R\$ 206 million related to the equity income of transmission assets in partnership with GIC and -R\$ 58 million from the adjustment to fair value of the Itabapoana lot. It is worth remembering that in the 4Q24, an adjustment to fair value of R\$ 368 million was recorded, in connection with the sale of the Baixo Iguaçu plant.

EBITDA was R\$ 3,974 million in the 4Q25 (+29% vs. 4Q24) and R\$ 14,290 million in 2025 (+14% vs. 2024). Adjusted EBITDA (Cash), excluding VNR, IFRS and Corporate Operations, amounted to R\$ 3,248 million in 4Q25 (+14% vs. 4Q24) and R\$ 11,428 million in 2025 (+8% vs. 2024).

The Financial Result was -R\$ 1,359 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 1,377 million in the 4Q24) and -R\$ 5,807 million in 2025 (vs. -R\$ 4,992 million in 2024), as a result of the increase in the average debt balance, due to funding used for Capex, and higher CDI (47% of the Company's debt is linked to this index).

The Income Tax/Social Contribution item for the quarter was -R\$ 328 million (vs. -R\$ 105 million in 4Q24) and for the year it was -R\$ 407 million (vs. -R\$ 1,027 million in 2024). In 2025, the positive impact of the tax credit that occurred in the 2Q25 can be noticed, generating a credit of R\$ 770 million given the exclusion of the adjustment to the Selic rate from the tax credit related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

As a result of the effects mentioned, net profit for 4Q25 amounted to R\$ 1,475 million (+73% vs. 4Q24) and R\$ 5,031 million in 2025 (+38% vs. 2024).

2.2. Networks

The Networks business result contemplates the performance of both, the distribution, and the transmission assets.

NETWORKS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	12,867	12,211	656	5%	47,573	44,683	2,890	6%
Costs with energy	(8,447)	(8,616)	169	(2%)	(31,960)	(30,689)	(1,271)	4%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	4,420	3,595	825	23%	15,613	13,994	1,619	12%
Concession Financial Assets (VNR)	214	582	(368)	(63%)	1,596	1,504	92	6%
Gross Margin	4,634	4,177	457	11%	17,209	15,498	1,711	11%
Operating Expenses	(848)	(911)	63	(7%)	(3,505)	(3,436)	(69)	2%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(145)	(131)	(14)	11%	(559)	(552)	(7)	1%
(+) Equity Income / Corporate Operations	103	(15)	118	N/A	149	48	101	210%
EBITDA	3,744	3,120	624	20%	13,294	11,558	1,736	15%
Depreciation	(612)	(557)	(55)	10%	(2,328)	(2,101)	(227)	11%
Financial Income (Loss)	(1,355)	(1,296)	(59)	5%	(5,643)	(4,670)	(973)	21%
IR CS	(301)	(242)	(59)	24%	(279)	(1,054)	775	(74%)
NET INCOME	1,476	1,025	451	44%	5,044	3,733	1,311	35%

The Networks business ended the 4Q25 with a Gross Margin excluding VNR of R\$ 4,420 million, +23% vs. 4Q24, impacted by the positive effects of increased customer base and volume of distributors, positive variations in parcel B in the latest tariff processes of all distributors: +8.1% in Neoenergia Coelba (April'25 adjustment), +6.6% in Neoenergia Cosern (April'25 adjustment), +16.2% in Neoenergia Pernambuco (April'25 revision), +1.30% in Neoenergia Elektro (August'25 adjustment)

and +8.3% in Neoenergia Brasília (October'25 adjustment), in addition to the new transmission assets that came into operation.

In 2025, the Gross Margin excluding VNR was R\$ 15,613 million, +12% vs. 2024, due to the positive effects of increased customer base, volume, and positive variations in parcel B in the latest tariff processes of the distributors, as mentioned above, in addition to the adjustment of Neoenergia Brasília (parcel B: +5%), in October'24, and the new transmission assets in operation. These effects were partially offset by the negative tariff adjustments of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern in 2024 (with variations in parcel B of -4.82%, -4.40%, and -5.63%, respectively).

Operating expenses amounted to R\$ 848 million in the 4Q25 (-7% vs. 4Q24) and R\$ 3,505 million in 2025 (+2% vs. 2024), below inflation, confirming cost discipline, which allows for absorbing the pressures of a larger customer base and the new transmission assets. It is worth pointing out that the 4Q25 was impacted on a one-off basis by the effect of the sale of Neoenergia Pernambuco headquarters building (+R\$ 64 million).

PECLD was R\$ 145 million in the 4Q25 (+11% vs. 4Q24) and R\$ 559 million in 2025, in line with 2024.

In the Equity Income/Corporate Operations item, R\$ 103 million was recorded in the 4Q25 (vs. -R\$ 15 million in the 4Q24), mainly explained by the equity income of transmission assets in partnership with GIC, in the amount of R\$ 102 million. In 2025, R\$ 149 million was recorded (vs. R\$ 48 million in 2024), with emphasis on the +R\$ 206 million associated with the equity income of transmission assets in partnership with GIC, and -R\$ 58 million from the adjustment to fair value of the Itabapoana lot.

As a result of the effects mentioned, EBITDA amounted to R\$ 3,744 million in the 4Q25 (+20% vs. 4Q24) and R\$ 13,294 million in 2025 (+15% vs. 2024). Adjusted EBITDA (Cash), excluding VNR, IFRS and Corporate Operations, amounted to R\$ 3,019 million in the 4Q25 (+20% vs. 4Q24) and R\$ 10,435 million in 2025 (+13% vs. 2024).

The Financial Result was -R\$ 1,355 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 1,296 million in the 4Q24) and -R\$ 5,643 million in 2025 (vs. -R\$ 4,670 million in 2024), because of the increase in the average debt balance due to funding used for Capex and the higher CDI.

The IR/CS item for the quarter was -R\$ 301 million (vs. -R\$ 242 million in the 4Q24) and for the year it was -R\$ 279 million (vs. -R\$ 1,054 million in 2024). In 2025, the positive impact of the tax credit that occurred in the 2Q25 can be noted, generating a credit of R\$ 770 million, given the exclusion of the adjustment to the Selic rate from the tax credits related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Networks net profit ended the quarter at R\$ 1,476 million (+44% vs. 4Q24) and the year at R\$ 5,044 million (+35% vs. 2024).

S/I TRANSMISSION (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1256	1,344	(88)	(7%)	5,178	5,432	(254)	(5%)
Construction Costs	(618)	(1,137)	519	(46%)	(3,261)	(4,121)	860	(21%)
Gross Margin	638	207	431	208%	1,917	1,311	606	46%
Operating Expenses	(77)	(67)	(10)	15%	(221)	(205)	(16)	8%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	-	(1)	-	(3)	1	(4)	N/A
(+) Equity Income / Corporate Operations	102	(15)	117	N/A	148	48	100	208%
EBITDA	662	125	537	430%	1,841	1,155	686	59%
Depreciation	(4)	(2)	(2)	100%	(10)	(6)	(4)	67%
Financial Income (Loss)	(182)	(213)	31	(15%)	(847)	(682)	(165)	24%
IR CS	(47)	34	(81)	N/A	(173)	(117)	(56)	48%
NET INCOME	430	(56)	486	N/A	811	350	461	132%
IFRS15	511	60	451	756%	1,321	886	435	49%

The transmission companies reported a Gross Margin of R\$ 638 million in the 4Q25 (+208% vs. 4Q24) and R\$ 1,917 million in 2025 (+46% vs. 2024), because of the new transmission assets that came into operation.

Operating expenses amounted to R\$ 77 million in the 4Q25 (+15% vs. 4Q24) and R\$ 221 million in 2025 (+8% vs. 2024), due to the addition of new assets.

In the Equity Income/Corporate Operations item, +R\$ 102 million was recorded in the 4Q25 relating to the equity income of transmission assets in partnership with GIC. In 2025, +R\$ 148 million was recorded, consisting of: -R\$ 58 million adjustment to fair value of the Itabapoana lot and +R\$ 206 million related to the equity income of transmission assets in partnership with GIC. The amounts of -R\$ 15 million in the 4Q24 and R\$ 48 million in 2024 refer to transmission assets in partnership with GIC.

As a result of the variations mentioned above, transmission EBITDA ended the quarter at R\$ 662 million (+430% vs. 4Q24) and the year at R\$ 1,841 million (+59% vs. 2024). Adjusted EBITDA (Cash), excluding IFRS and Corporate Operations, amounted to R\$ 151 million in the 4Q25 (+51% vs. 4Q24) and R\$ 578 million in 2025 (+68% vs. 2024).

The Financial Result was -R\$ 182 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 213 million in 4Q24) and -R\$ 847 million in 2025 (vs. -R\$ 682 million in 2024), due to the increase in the average debt balance associated with funding for Capex and higher CDI.

The transmission business recorded a profit of R\$ 430 million in the 4Q25 (+R\$ 486 million vs. 4Q24) and R\$ 811 million in 2025 (+R\$ 461 million vs. 2024).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	4,672	4,546	126	3%	17,278	15,580	1,698	11%
Costs with energy	(2,998)	(2,893)	(105)	4%	(11,157)	(9,755)	(1,402)	14%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	1,674	1,653	21	1%	6,121	5,825	296	5%
Concession Financial Assets (VNR)	137	268	(131)	(49%)	869	754	115	15%
Gross Margin	1,811	1,921	(110)	(6%)	6,990	6,579	411	6%
Operating Expenses	(364)	(387)	23	(6%)	(1,551)	(1,478)	(73)	5%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(58)	(55)	(3)	5%	(194)	(190)	(4)	2%
EBITDA	1,389	1,479	(90)	(6%)	5,245	4,911	334	7%
Depreciation	(268)	(250)	(18)	7%	(1,025)	(936)	(89)	10%
Financial Income (Loss)	(495)	(463)	(32)	7%	(2,122)	(1,769)	(353)	20%
IR CS	(128)	(137)	9	(7%)	(144)	(398)	254	(64%)
NET INCOME	498	629	(131)	(21%)	1,954	1,808	146	8%

Neoenergia Coelba reported a gross margin excluding VNR of R\$ 1,674 million in the 4Q25, in line with the 4Q24. For the year, gross margin excluding VNR was R\$ 6,121 million (+5% vs. 2024), explained by higher volumes and the positive impact of the +8.1% variation in parcel B in the April 2025 adjustment, partially offset by the negative impact of the -4.8% variation in parcel B of the April 2024 adjustment.

The gross margin was R\$ 1,811 million in the 4Q25 (-6% vs. 4Q24) and R\$ 6,990 million in 2025 (+6% vs. 2024), due to the abovementioned effects, in addition to the higher VNR for the year.

Operating expenses amounted to R\$ 364 million in the 4Q25 (-6% vs. 4Q24). In the year, expenses amounted to R\$ 1,551 million (+5% vs. 2024), in line with inflation for the period.

In the quarter, PECLD amounted to R\$ 58 million (+5% vs. 4Q24) and in the year-to-date it was R\$ 194 million (+2% vs. 2024), reflecting the good performance of collection actions. As to the delinquency indicator (PECLD/ROB) for 2025, it ended at 1.20%, below its regulatory limit of 1.27%.

As a result of the abovementioned variations, EBITDA amounted to R\$ 1,389 million in the quarter (-6% vs. 4Q24) and R\$ 5,245 million in the year (+7% vs. 2024). Cash EBITDA (excluding VNR) in the 4Q25 was R\$ 1,252 million (+3% vs. 4Q24) and in 2025 it was R\$ 4,376 million (+5% vs. 2024).

The Financial Result was -R\$ 495 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 463 million in the 4Q24) and -R\$ 2,122 million in 2025 (vs. -R\$ 1,769 million in 2024), as a result to the increase in debt charges due to the higher average balance and higher CDI. In the year-to-date, these effects were partially offset by a credit of R\$ 56 million in the 2Q25 related to the monetary adjustment to tax credits.

The income tax/social contribution item for the quarter was -R\$ 128 million (vs. -R\$ 137 million in 4Q24) and for the year it was -R\$ 144 million (vs. -R\$ 398 million in 2024). In 2025, the positive impact of the tax credit of the 2Q25 is noted, generating a credit of R\$ 274 million, given the exclusion of the adjustment to the Selic rate from the tax credits related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net Income amounted to R\$ 498 million in the 4Q25 (-21% vs. 4Q24) and R\$ 1,954 million in 2025 (+8% vs. 2024).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,378	2,061	317	15%	8,248	7,793	455	6%
Costs with energy	(1,651)	(1,490)	(161)	11%	(5,787)	(5,631)	(156)	3%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	727	571	156	27%	2,461	2,162	299	14%
Concession Financial Assets (VNR)	1	133	(132)	(99%)	241	289	(48)	(17%)
Gross Margin	728	704	24	3%	2,702	2,451	251	10%
Operating Expenses	(127)	(182)	55	(30%)	(699)	(769)	70	(9%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(41)	(23)	(18)	78%	(199)	(179)	(20)	11%
EBITDA	560	499	61	12%	1,804	1,503	301	20%
Depreciation	(117)	(109)	(8)	7%	(454)	(420)	(34)	8%
Financial Income (Loss)	(277)	(263)	(14)	5%	(1,097)	(989)	(108)	11%
IR CS	5	(13)	N/A	N/A	406	-	406	-
NET INCOME	171	114	57	50%	659	94	565	601%

Neoenergia Pernambuco reported gross margin excluding VNR of R\$ 727 million in the 4Q25 (+27% vs. 4Q24), impacted by the increase in the customer base (+2.5%) and the positive effect of the +16.2% variation in parcel B in the April 2025 tariff review. In 2025, the gross margin excluding VNR was R\$2,461 million (+14% vs. 2024), also because of the effects described above, partially offset by the negative impact of the -4.4% variation in parcel B of the April 2024 adjustment.

The gross margin was R\$ 728 million in the 4Q25 (+3% vs. 4Q24) and R\$2,702 million in 2025 (+10% vs. 2024), due to the abovementioned effects.

Operating expenses in the 4Q25 amounted to R\$ 127 million (-30% vs. 4Q24) and R\$ 699 million in 2025 (-9% vs. 2024), due to the sale of Neoenergia Pernambuco's headquarters building in December 2025 in the amount of R\$ 64 million.

In the 4Q25, PECLD amounted to R\$ 41 million (+78% vs. 4Q24) and R\$ 199 million in 2025 (+11% vs. 2024).

As a result of the variations mentioned above, EBITDA in the 4Q25 amounted to R\$ 560 million (+12% vs. 4Q24) and R\$ 1,804 million in 2025 (+20% vs. 2024). Furthermore, Cash EBITDA (excluding VNR) in the 4Q25 amounted to R\$ 559 million (+53% vs. 4Q24) and R\$ 1,563 million in 2025 (+29% vs. 2024).

The Financial Result was -R\$ 277 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 263 million in the 4Q24) and -R\$ 1,097 million in 2025 (vs. R\$ 989 million in 2024), due to the increase in the average debt balance and debt charges. During the year, these effects were offset by a credit of R\$ 8 million in the 2Q25 related to the monetary restatement of tax credits.

The income tax/social contribution item for the quarter was R\$ 5 million (vs. -R\$ 13 million in 4Q24) and for the year it was R\$ 406 million. In 2025, the positive impact of the tax credit of the 2Q25 is noted, generating a credit of R\$ 394 million, given the exclusion of the adjustment to the Selic rate from the tax credits related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net Income was R\$ 171 million in the 4Q25 (+50% vs. 4Q24) and R\$ 659 million in 2025 (+601% vs. 2024).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,066	1,015	51	5%	3,911	3,603	308	9%
Costs with energy	(686)	(698)	12	(2%)	(2,538)	(2,354)	(184)	8%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	380	317	63	20%	1,373	1,249	124	10%
Concession Financial Assets (VNR)	21	72	(51)	(71%)	175	172	3	2%
Gross Margin	401	389	12	3%	1,548	1,421	127	9%
Operating Expenses	(77)	(76)	(1)	1%	(274)	(262)	(12)	5%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(5)	(5)	-	-	(20)	(19)	(1)	5%
EBITDA	319	308	11	4%	1,254	1,140	114	10%
Depreciation	(50)	(45)	(5)	11%	(194)	(177)	(17)	10%
Financial Income (Loss)	(72)	(84)	12	(14%)	(314)	(287)	(27)	9%
IR CS	(32)	(36)	4	(11%)	(63)	(119)	56	(47%)
NET INCOME	165	143	22	15%	683	557	126	23%

Neoenergia Cosern reported gross margin excluding VNR of R\$ 380 million in the 4Q25 (+20% vs. 4Q24), explained by the growth in the customer base (+1.7%), higher volumes, and the positive impact of the +6.6% Parcel B in the April 2025 adjustment. In 2025, gross margin excluding VNR was R\$ 1,373 million (+10% vs. 2024), also due to the effects described above, partially offset by the negative impact of the -5.6% variation in Parcel B in the April 2024 adjustment.

Gross margin was R\$ 401 million in the Q25 (+3% vs. 4Q24) and R\$ 1,548 million in 2025 (+9% vs. 2024), due to the abovementioned effects, in addition to the higher VNR in the year.

Operating expenses amounted to R\$ 77 million in the 4Q25, in line with the 4Q24, and R\$ 274 million in 2025 (+5% vs. 2024), in line with inflation for the period.

PECLD amounted to R\$ 5 million in the 4Q25 and R\$ 20 million in 2025, both in line with the same periods of the previous year. When we analyze the delinquency indicator (PECLD/ROB) for 2025, it ended the year at 0.46%, below its regulatory limit of 0.49%.

As a result of the variations mentioned above, EBITDA in the 4Q25 amounted to R\$ 319 million (+4% vs. 4Q24) and in 2025 it was R\$ 1,254 million (+10% vs. 2024). Cash EBITDA (excluding VNR) in the 4Q25 was R\$ 298 million (+26% vs. 4Q24) and R\$ 1,079 million in 2025 (+11% vs. 2024).

The Financial Result was -R\$ 72 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 84 million in 4Q24), due to higher income from financial investments. In 2025, the financial result was -R\$ 314 million (vs. -R\$ 287 million in 2024), due to increase in debt charges resulting from the increase in the CDI for the period. For the year, these effects were offset by a credit of R\$ 18 million in the 2Q25 related to the monetary restatement of tax credits.

The IR/CS item in the 4Q25 was -R\$ 32 million (vs. -R\$ 36 million in 4Q24) and in 2025 it was -R\$ 63 million (vs. -R\$ 119 million in 2024). In 2025, the positive impact of the tax credit occurred in the 2Q25 is noted, generating a credit of R\$ 60 million, given the exclusion of the adjustment to the Selic rate of the tax credits related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net Income amounted to R\$ 165 million in the 4Q25 (+15% vs. 4Q24) and R\$ 683 million in 2025 (+23% vs. 2024).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,553	2,290	263	11%	9,478	8,844	634	7%
Costs with energy	(1,706)	(1,602)	(104)	6%	(6,293)	(5,963)	(330)	6%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	847	688	159	23%	3,185	2,881	304	11%
Concession Financial Assets (VNR)	53	106	(53)	(50%)	297	277	20	7%
Gross Margin	900	794	106	13%	3,482	3,158	324	10%
Operating Expenses	(165)	(169)	4	(2%)	(668)	(629)	(39)	6%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(28)	(32)	4	(13%)	(97)	(117)	20	(17%)
EBITDA	707	593	114	19%	2,717	2,412	305	13%
Depreciation	(124)	(102)	(22)	22%	(446)	(388)	(58)	15%
Financial Income (Loss)	(265)	(205)	(60)	29%	(989)	(699)	(290)	41%
IR CS	(96)	(91)	(5)	5%	(324)	(410)	86	(21%)
NET INCOME	222	195	27	14%	958	915	43	5%

Neoenergia Elektro reported a gross margin excluding VNR of R\$ 847 million in the 4Q25 (+23% vs. 4Q24) and R\$ 3,185 million in 2025 (+11% vs. 2024), driven by the increase in the customer base and the positive variation in parcel B of +0.69% from the August 2024 adjustment and +1.30% from the August 2025 adjustment.

The gross margin was R\$ 900 million in the 4Q25 (+13% vs. 4Q24) and R\$ 3,482 million in 2025 (+10% vs. 2024), due to the abovementioned effects, in addition to the higher VNR in the year.

Operating expenses amounted to R\$ 165 million in the 4Q25 (-2% vs. 4Q24) and R\$ 668 million in 2025 (+6% vs. 2024), due to a non-recurring positive effect of R\$ 13 million in 2024 related to amounts received involving infrastructure sharing liabilities.

In the quarter, PECLD amounted to R\$ 28 million (-13% vs. 4Q24) and for the year it amounted to R\$ 97 million (-17% vs. 2024), reflecting the good performance of collection actions.

As a result of the variations mentioned above, EBITDA amounted to R\$ 707 million in the quarter (+19% vs. 4Q24) and R\$ 2,717 million for the year (+13% vs. 2024). Cash EBITDA (excluding VNR) in the 4Q25 was R\$ 654 million (+34% vs. 4Q24) and in 2025 it was R\$ 2,420 million (+13% vs. 2024).

The Financial Result was -R\$ 265 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 205 million in the 4Q24) and -R\$ 989 million in 2025 (vs. -R\$ 699 million in 2024), because of the increase in debt charges due to the higher average balance and higher CDI. In the year-to-date, these effects were offset by the credit of R\$ 16 million in the 2Q25 related to the monetary restatement of tax credits.

The income tax/social contribution item for the quarter was -R\$ 96 million (vs. -R\$ 91 million in the 4Q24) and for the year it was -R\$ 324 million (vs. -R\$ 410 million in 2024). In 2025, there is a positive impact from the tax credit occurred in the 2Q25, generating a credit of R\$ 39 million, given the exclusion of the adjustment to the Selic rate from the tax credits related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net Income was R\$ 222 million in the 4Q25 (+14% vs. 4Q24) and R\$ 958 million in 2025 (+5% vs. 2024).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	963	985	(22)	(2%)	3,559	3,535	24	1%
Costs with energy	(788)	(797)	9	(1%)	(2,925)	(2,867)	(58)	2%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	175	188	(13)	(7%)	634	668	(34)	(5%)
Concession Financial Assets (VNR)	1	5	(4)	(80%)	13	13	-	-
Gross Margin	176	193	(17)	(9%)	647	681	(34)	(5%)
Operating Expenses	(54)	(61)	7	(11%)	(174)	(199)	25	(13%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(13)	(17)	4	(24%)	(48)	(48)	-	-
EBITDA	109	115	(6)	(5%)	425	434	(9)	(2%)
Depreciation	(52)	(50)	(2)	4%	(201)	(176)	(25)	14%
Financial Income (Loss)	(63)	(68)	5	(7%)	(273)	(244)	(29)	12%
IR CS	(3)	(1)	(2)	200%	15	(14)	29	N/A
NET INCOME	(9)	(4)	(5)	125%	(34)	-	(34)	-

Neoenergia Brasília reported a gross margin of R\$ 176 million in the 4Q25 (-9% vs. 4Q24) and R\$ 647 million in 2025 (-5% vs. 2024). The variation mainly reflects the impact of the over-contracting recorded in 2024, which generated a positive effect of +R\$ 21 million in the 4Q24, offsetting the +8.3% variation in parcel B in the tariff adjustment of October 2025 and the +5.0% variation in parcel B in the tariff adjustment of October 2024.

Operating expenses amounted to R\$ 54 million in the 4Q25 (-11% vs. 4Q24) and R\$ 174 million in 2025 (-13% vs. 2024), a reduction mainly explained by the non-recurring positive effect of court decisions in the amount of R\$ 8 million in 2025.

PECLD was R\$ 13 million in the 4Q25 (-24% vs. 4Q24) and R\$ 48 million in 2025 (in line with 2024), reflecting the solid performance of the credit recovery plan.

As a result of the variations mentioned above, EBITDA reached R\$ 109 million in the 4Q25 (-5% vs. 4Q24) and R\$ 425 million in 2025, in line with 2024.

The financial result totaled -R\$ 63 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 68 million in 4Q24), impacted by the lower adjustment to the sector financial liability in the period. In 2025, the financial result reached -R\$ 273 million (vs. -R\$ 244 million in 2024), pressured by the increase in debt charges, due to the increase in the CDI.

The Company recorded a loss of R\$ 9 million in the 4Q25 (vs. a loss of R\$ 4 million in the 4Q24) and a loss of R\$ 34 million in 2025 (vs. R\$ 0 in 2024).

2.3. Generation and Customers

The results of the Generation and Customers business comprise the performance of the Neoenergia Group wind farms, solar parks, hydroelectric plants, thermal plant, and trading company.

GENERATION AND CUSTOMERS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,113	1,092	21	2%	4,334	4,336	(2)	(0%)
Costs with energy	(669)	(536)	(133)	25%	(2,512)	(2,179)	(333)	15%
Gross Margin	444	556	(112)	(20%)	1,822	2,157	(335)	(16%)
Operating Expenses	(125)	(152)	27	(18%)	(521)	(550)	29	(5%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A
EBITDA	322	36	286	794%	1,313	1,250	63	5%
Depreciation	(141)	(119)	(22)	18%	(463)	(473)	10	(2%)
Financial Income (Loss)	58	(41)	99	N/A	(35)	(185)	150	(81%)
IR CS	(33)	129	(162)	N/A	(156)	(4)	(152)	3800%
NET INCOME	206	5	201	4020%	659	588	71	12%

HYDRO PLANTS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	181	222	(41)	(18%)	793	850	(57)	(7%)
Costs with energy	(40)	(43)	3	(7%)	(176)	(169)	(7)	4%
Gross Margin	141	179	(38)	(21%)	616	681	(65)	(10%)
Operating Expenses	(25)	(38)	13	(34%)	(88)	(136)	48	(35%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A
EBITDA	119	(226)	345	N/A	542	188	354	188%
Depreciation	(15)	(27)	12	(44%)	(67)	(107)	40	(37%)
Financial Income (Loss)	9	(9)	18	N/A	(6)	(38)	32	(84%)
IR CS	(14)	(7)	(7)	100%	(54)	(57)	3	(5%)
NET INCOME	99	(269)	368	N/A	416	(14)	430	N/A

WIND FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	370	370	-	-	1,429	1,312	117	9%
Costs with energy	(133)	(46)	(87)	189%	(488)	(242)	(246)	102%
Gross Margin	237	324	(87)	(27%)	941	1,070	(129)	(12%)
Operating Expenses	(54)	(61)	7	(11%)	(262)	(233)	(29)	12%
EBITDA	183	263	(80)	(30%)	680	837	(157)	(19%)
Depreciation	(110)	(79)	(31)	39%	(338)	(299)	(39)	13%
Financial Income (Loss)	45	(37)	82	N/A	(53)	(162)	109	(67%)
IR CS	(24)	131	(155)	N/A	(95)	70	(165)	N/A
NET INCOME	94	278	(184)	(66%)	193	446	(253)	(57%)

SOLAR FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	21	15	6	40%	84	59	25	42%
Costs with energy	(10)	(8)	(2)	25%	(50)	(17)	(33)	194%
Gross Margin	10	7	3	43%	34	42	(8)	(19%)
Operating Expenses	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(4)	(3)	75%
EBITDA	8	6	2	33%	27	38	(11)	(29%)
Depreciation	(6)	(4)	(2)	50%	(19)	(15)	(4)	27%
Financial Income (Loss)	1	-	1	-	2	-	2	-
IR CS	(1)	(1)	-	-	(4)	(3)	(1)	33%
NET INCOME	2	1	1	100%	6	20	(14)	(70%)

TERMOPERNAMBUCO STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	60	61	(1)	(2%)	226	668	(442)	(66%)
Costs with energy	(44)	(49)	5	(10%)	(155)	(425)	270	(64%)
Gross Margin	16	12	4	33%	71	243	(172)	(71%)
Operating Expenses	(16)	(20)	4	(20%)	(66)	(78)	12	(15%)
EBITDA	(0)	(8)	8	(100%)	5	165	(160)	(97%)
Depreciation	(8)	(8)	-	-	(32)	(47)	15	(32%)
Financial Income (Loss)	3	5	(2)	(40%)	20	12	8	67%
IR CS	3	6	(3)	(50%)	7	(7)	14	N/A
NET INCOME	(2)	(5)	3	(60%)	(0)	123	(123)	N/A

COMERC. STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	488	433	55	13%	1,813	1,448	365	25%
Costs with energy	(441)	(390)	(51)	13%	(1,642)	(1,326)	(316)	24%
Gross Margin	47	43	4	9%	171	122	49	40%
Operating Expenses	(36)	(40)	4	(10%)	(108)	(99)	(9)	9%
Provisions for Delinquency (PECLD)	-	(1)	1	(100%)	(1)	-	(1)	-
EBITDA	10	2	8	400%	60	23	37	161%
Depreciation	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(5)	(2)	40%
Financial Income (Loss)	-	-	-	-	2	3	(1)	(33%)
IR CS	3	-	3	-	(10)	(7)	(3)	43%
NET INCOME	11	1	10	1000%	45	14	31	221%

The Generation and Customers business recorded a gross margin of R\$ 444 million in the 4Q25 (-20% vs. 4Q24), mainly reflecting lower wind generation and a reduction in hydro margins, due to the deconsolidation of Baixo Iguaçu as of July 2025, after the closing of the asset sale. In 2025, the gross margin amounted to R\$ 1,822 million (-16% vs. 2024), also resulting from the lower margin of Termopernambuco, due to the change in its bilateral power purchase agreements to the current capacity reserve agreement.

Operating expenses amounted to R\$ 125 million in the 4Q25 (-18% vs. 4Q24), influenced by the deconsolidation of Baixo Iguaçu and the positive effect of a one-off compensation from a supplier in the wind business. In 2025, expenses amounted to R\$ 521 million (-5% vs. 2024), also reflecting the recording of R\$ 22.2 million related to insurance compensation for the Itapebi Power Plant.

In the Equity Income/Corporate Operations line, +R\$ 3 million was recognized in the 4Q25 (vs. -R\$ 367 million in 4Q24) and +R\$ 14 million in 2025 (vs. -R\$ 357 million in 2024), a variation explained by the negative effect of -R\$ 368 million recorded in the 4Q24, related to the adjustment to fair value of the sale of the Baixo Iguaçu power plant.

Considering these effects, EBITDA reached R\$ 322 million in the 4Q25 (+794% vs. 4Q24) and R\$ 1,313 million in 2025 (+5% vs. 2024).

The financial result was R\$ 58 million in the 4Q25 (vs. -R\$ 41 million in the 4Q24), reflecting the impact of the revision of the rate for dismantling wind assets, in addition to the higher financial profitability resulting from the increase in the CDI. In 2025, the financial result amounted to -R\$ 35 million (vs. -R\$ 185 million in 2024), also benefited by the full amortization of Termopernambuco's debt in April 2024.

Net income amounted to R\$ 206 million in the 4Q25 (+R\$ 201 million vs. 4Q24) and R\$ 659 million in 2025 (+R\$ 71 million vs. 2024).

3. EBITDA

In compliance with CVM Resolution No. 156/22, we display in the table below 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 resolution:

EBITDA (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Income for the Period (A)	1,475	852	623	73%	5,031	3,635	1,396	38%
Profit assigned to minority shareholders (B)	(6)	(8)	2	(25%)	(26)	(47)	21	(45%)
Financial Expenses (C)	(1,581)	(1,448)	(133)	9%	(6,360)	(5,250)	(1,110)	21%
Financial Revenues (D)	334	298	36	12%	1,271	1,214	57	5%
Other net financial income (loss) (E)	(112)	(227)	115	(51%)	(718)	(956)	238	(25%)
Income tax and social contribution (F)	(328)	(105)	(223)	212%	(407)	(1,027)	620	(60%)
Depreciation and amortization (G)	(806)	(735)	(71)	10%	(3,019)	(2,816)	(203)	7%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3,974	3,077	897	29%	14,290	12,517	1,773	14%
Financial Asset (Concession) (H)	214	582	(368)	(63%)	1,596	1,504	92	6%
IFRS 15 (I)	511	60	451	752%	1,321	886	435	49%
'Corporate Operations (J)	1	(403)	404	N/A	(55)	(444)	389	(88%)
Adjusted EBITDA = (EBITDA - (H+I+J))	3,248	2,838	410	14%	11,428	10,571	857	8%

4. FINANCIAL RESULT

NET FINANCIAL INCOME (R\$ MN)	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	263	222	41	18%	920	883	37	4%
Charges, monetary and exchange variations and debt derivative financial instruments	(1,499)	(1,426)	(73)	5%	(6,311)	(5,371)	(940)	18%
Other financial income (loss) not related to debt	(123)	(173)	50	(29%)	(416)	(504)	88	(17%)
Interest, commissions and arrears interest	64	72	(8)	(11%)	338	333	5	2%
Monetary and exchange variations - other	41	(16)	57	N/A	150	(35)	185	N/A
Adjustment to provision for contingencies / judicial deposits	19	(25)	44	N/A	(47)	(141)	94	(67%)
Adjustment to sector financial assets / liabilities	(27)	(53)	26	(49%)	(215)	(162)	(53)	33%
Post-employment liabilities	(26)	(23)	(3)	13%	(102)	(94)	(8)	9%
Other net financial revenues (expenses)	(194)	(128)	(66)	52%	(540)	(405)	(135)	33%
Total	(1,359)	(1,377)	18	(1%)	(5,807)	(4,992)	(815)	16%

In the 4Q25, the Consolidated Financial Result was -R\$ 1,359 million (vs. R\$ 1,377 million in the 4Q24), and in 2025 it was R\$ 5,807 million (vs. R\$ 4,992 million in 2024), mainly explained by higher expenses with debt charges as a result of the

increase the average debt balance compared to 2024, due to funding for Capex, and the increase in the year-to-date CDI in the period (47% of the Company's debt is linked to this index).

It is worthy of mention that in 2025, the monetary and exchange rate variations item was positively impacted by the credit of R\$ 99 million related to the monetary restatement of tax credits accounted for in the 2Q25.

5. INVESTMENTS

Neoenergia Capex ended the 4Q25 at R\$ 2.5 billion and 2025 at R\$ 10,1 billion, as displayed in the table below:

CAPEX Neoenergia (R\$ million)	4Q25	4Q24	Δ %	2025	2024	Δ %
Networks	2,338	2,945	(21%)	9,796	9,602	2%
Distributors	1,718	1,800	(5%)	6,524	5,468	19%
Transmission Lines	620	1,145	(46%)	3,272	4,134	(21%)
Generation and Customers	128	88	46%	289	193	49%
Hydroelectric plants	20	40	(48%)	57	66	(13%)
Wind Farms	95	29	223%	180	93	93%
Solar	(0)	1	N/A	(0)	6	N/A
Termopernambuco	2	1	67%	24	5	394%
Customers	11	17	(34%)	28	23	22%
Other	3	10	(64%)	13	15	(15%)
TOTAL	2,469	3,042	(19%)	10,098	9,811	3%

Note: Does not consider financial adjustments and capitalized provisions

5.1. Networks

5.1.1. Distribution

In 2025, the Capex of distributors amounted to R\$ 6.5 billion, of which R\$ 4.4 billion was allocated to network expansion. Below is a breakdown of Capex by distributor:

INVESTMENTS MADE (amounts in R\$ Mln)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			CONSOLIDATED		
	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %
Network Expansion	2,737	2,154	27%	594	463	28%	345	243	42%	687	627	10%	113	75	49%	4,477	3,561	26%
Luz para Todos Program	337	320	5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	337	320	5%
New Connections	1,298	1,134	15%	455	346	32%	204	152	35%	484	397	22%	52	34	55%	2,493	2,062	21%
New SEs and RD's	1,102	700	58%	138	114	21%	141	91	55%	203	229	(11%)	60	42	45%	1,644	1,175	40%
ECV Commitment	0	(0)	-	2	4	(57%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4	(57%)
Assets Renewal	404	396	2%	185	208	(11%)	74	91	(18%)	176	187	(6%)	93	61	53%	933	942	(1%)
Network Improvement	251	149	68%	80	59	36%	67	42	59%	91	114	(21%)	57	39	45%	545	404	35%
Losses and Default	95	86	11%	119	112	5%	11	14	(19%)	10	11	(6%)	37	18	107%	272	242	13%
Other	379	232	63%	110	59	87%	62	45	39%	179	120	49%	77	101	(24%)	806	557	45%
Movement of Material (Inventory x Works)	130	(23)	(665%)	37	(14)	(371%)	31	25	22%	41	5	N/A	33	0	N/A	272	(6)	N/A
(+) Gross Investment	3,997	2,993	34%	1,125	887	27%	591	460	28%	1,182	1,065	11%	409	294	39%	7,305	5,699	28%
GRANTS	(376)	(146)	158%	(12)	(20)	(39%)	(24)	(10)	133%	(84)	(42)	99%	(13)	(19)	(30%)	(509)	(237)	115%
(-) Net Investment	3,621	2,847	27%	1,113	867	28%	567	450	26%	1,099	1,023	7%	396	275	44%	6,796	5,462	24%
Movement of Material (Inventory x Works)	(130)	23	(665%)	(37)	14	(371%)	(31)	(25)	22%	(41)	(5)	N/A	(33)	(0)	N/A	(272)	6	N/A
(-) CAPEX	3,491	2,870	22%	1,076	881	22%	537	425	26%	1,058	1,018	4%	363	275	32%	6,524	5,468	19%
Regulatory Annuity Basis	379	232	63%	110	59	87%	62	45	39%	179	120	49%	77	101	(24%)	806	557	45%
Regulatory Remuneration Basis	3,488	2,784	25%	978	842	16%	498	390	28%	963	940	2%	300	194	55%	6,227	5,149	21%

5.1.2. Transmission

In 2025, the transmission companies' Capex was R\$ 3.3 billion, fully used for the final construction costs of transmission lines and substations of the lots.

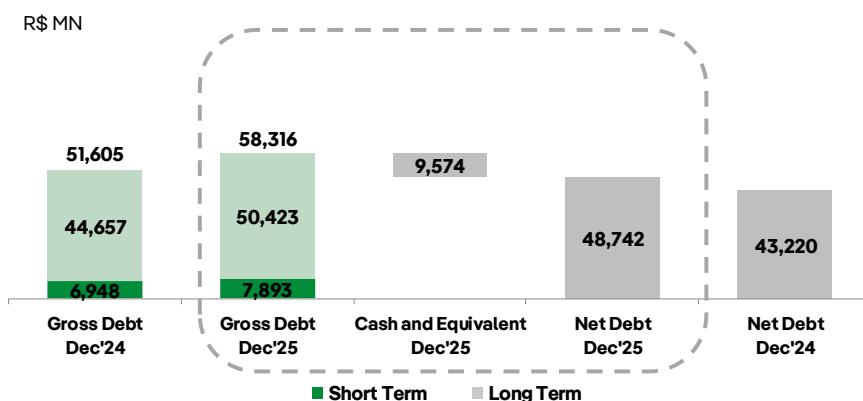
5.2. Generation and Customers

Investments in Generation and Customers amounted to R\$ 289 million in 2025, mainly allocated to the maintenance of wind farms and hydroelectric plants.

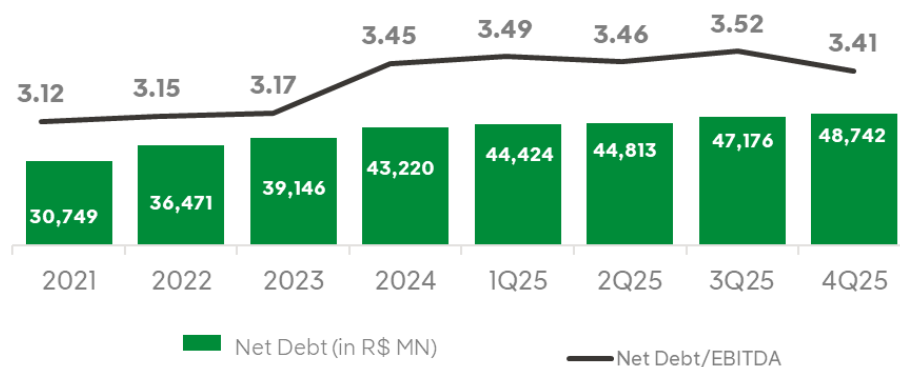
6. INDEBTEDNESS

6.1. Debt Situation and Financial Leverage

In December 2025, Neoenergia consolidated net debt, including cash, cash equivalents, and securities, reached R\$ 48,742 million (gross debt of R\$ 58,316 million), representing an increase of 13% (R\$ 5,523 million) compared to December 2024, mainly due to the actual Capex for network projects. Regarding the segregation of the outstanding debt, Neoenergia has 86% of its debt recorded in the long term and 14% in the short term.



The financial indicator Total net debt/EBITDA decreased from 3,45x in December 2024 to 3,41x in December 2025.



6.2. Debt amortization schedule

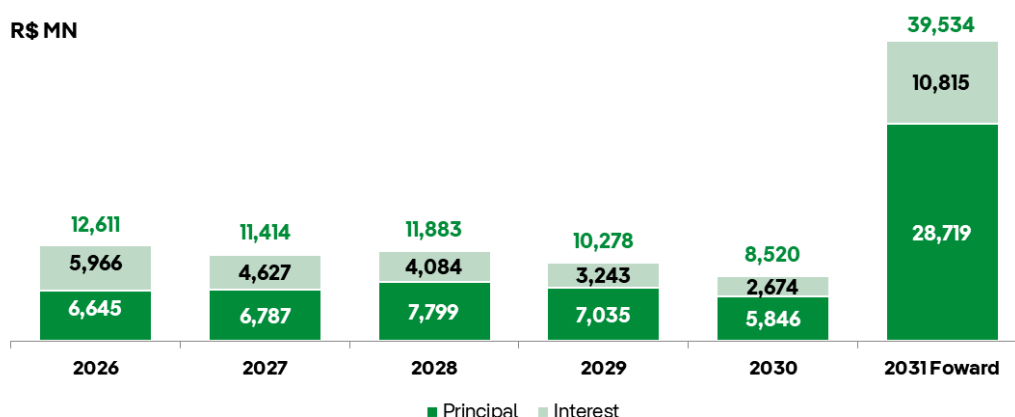
The Company seeks to align its debt structure with the financial cycle of its businesses, observing the peculiarities of each company and the characteristics of its concessions and authorizations. Aiming at efficiency by reducing debt costs and lengthening its amortization profile, the Company actively manages its financial liabilities to avoid concentration of debt maturities.

The amounts due in the coming years are not concentrated in any specific period and are consistent with volumes due in recent years.

In 2026, the largest concentrations of debt payments are related to Neoenergia Coelba, in an estimated amount of R\$ 2.1 billion, Neoenergia Pernambuco, in the amount of R\$ 1 billion, Neoenergia Elektro, in the amount of R\$ 920 million, and Neoenergia Brasília, in the amount of R\$ 650 million. The sum of the maturities of these distributors is equivalent to 70% of the consolidated volume to be amortized in this period.

In 2027, the largest concentrations of debt payments are related to Neoenergia Coelba, estimated at R\$ 1.9 billion, Neoenergia Pernambuco, at R\$ 1.2 billion, Neoenergia Elektro, at R\$ 1.1 billion, Neoenergia Holding, at R\$ 851 million, Neoenergia Cosern, at R\$ 609 million, and Neoenergia Brasília, at R\$ 550 million. The sum of the maturities of these companies is equivalent to 92% of the consolidated volume to be amortized in this period.

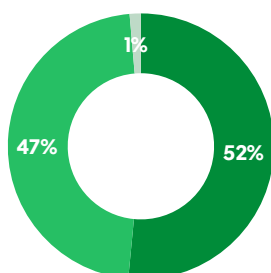
The average maturity of Neoenergia's debt in December 2025 was 5.71 years (vs. 6.30 years in December 2024). The chart below shows the schedule of maturities of the debt principal and interest, using market forward curves for indices and currencies linked to the indebtedness in effect at the end of 2025.



6.3. Debt Profile

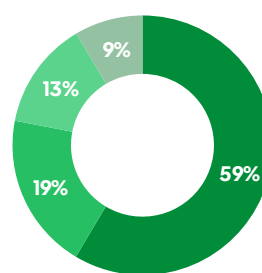
The charts below show the debt balance broken down by funding source and index. The average cost of the consolidated debt in December 2025 was 11.9% (vs. 10.8% in December 2024).

NET DEBT PER INDEX (post swap)



■ IPCA
■ CDI and SELIC
■ TJLP

DEBT PER FUNDING



■ Capital Markets
■ National Development Banks
■ International Development Banks
■ International Commercial Banks

In the 4Q25, we raised a total of R\$ 5,103 million. We point out the debt disbursement lines that follow:

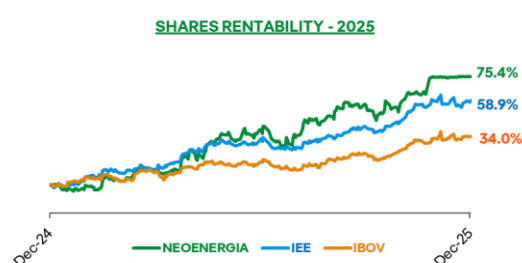
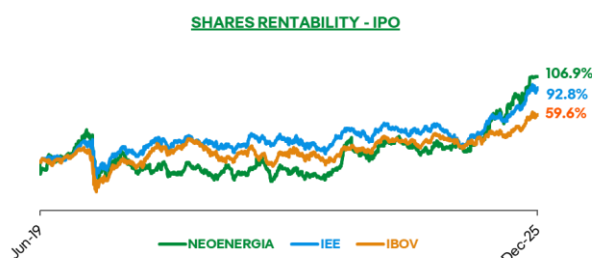
- i. Release of the 22nd Debenture Issue of Neoenergia Coelba, in the amount of R\$ 3,302 million and a term of up to 10 years, and the 13th Debenture Issue of Neoenergia Cosern, in the amount of R\$ 700 million, and a term of 10 years;
- ii. Disbursement of Eco Invest with Bradesco (Institutional Debentures) for Neoenergia Elektro and Neoenergia Coelba in the amount of R\$ 500 million each and a term of 10 years;
- iii. Release of financing from BNDES for Neoenergia Vale do Itajaí, in the amount of R\$ 66 million and a term of 24 years, and for Neoenergia Guanabara, in the amount of R\$ 35 million and a term of 24 years.

7. RATING

On November 25, 2025, 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 30, 2025, the Company's market capitalization was R\$ 39.30 billion, with shares (NEOE3) trading at R\$32.38. In 2025, the shares appreciated by 75.4%, as shown in the graphs below:



The table below shows the share quotation and market value:

Capital Markets	IPO	4Q25
Number of shares (thousand)	1,213,797,248	1,213,797,248
Share value	15,5	32.38
Market value ¹ (R\$ million)	18,996	39,303

¹Market value = number of shares x share value

9. ESG

On the eve of COP30, Neoenergia launched the Noronha Verde Solar Plant construction project, a R\$ 350 million investment that will allow the decarbonization of the electricity matrix of Fernando de Noronha. The project includes more than 30 thousand solar panels and a high-capacity battery system to reduce reliance on fossil fuels. At that same event, the company delivered the first floating solar plant of the archipelago, located in the Xaréu Dam, which will meet 30% of the island consumption and prevent the emissions of 717 tons of CO₂ per year, reinforcing Neoenergia's commitment to accelerating the energy transition and adopting low-carbon technologies in areas of high environmental relevance.

During COP30, Neoenergia had its emission reduction targets validated by the Science Based Target initiative — SBTi, committing to net-zero emissions by 2039. This recognition reinforces the company's leading role in the energy transition and contributes to indicators linked to International Financing Corporation - IFC financing. The approved targets include significant reductions in Scopes 1, 2, and 3 — with reductions of up to 90% in indirect emissions by 2039 — aligning the Company with the Paris Agreement and climate science.

Another highlight during COP 30 was the initiative by Iberdrola and Neoenergia of bringing young people from *PerifaConnection* and *Observatório das Baixadas* to the event to discuss job opportunities in the green economy and how the energy transition can create new careers, as well as the challenges in making the most of them.

Neoenergia reinforces its commitment to the energy transition by joining the Coalisção do Setor Elétrico (an initiative that seeks to unite the electricity sector around a common agenda to position Brazil as a climate leader at COP30.), which brought together companies and associations to propose measures aimed at the energy transition and decarbonization, including recommendations for COP30 on renewable energy sources, emissions reduction, and infrastructure investments. Neoenergia contributed with technical studies and support to the report coordinated by CEBDS and PSR launched at the Coalisões Temáticas (Thematic Coalitions) headed for the COP30 event, which took place in October in Brasília.

The Company also entered into a partnership with Honda to develop green hydrogen solutions applied to mobility in Brazil. The cooperation will be based on Neoenergia's first green hydrogen refueling station in Brasília, an R&D project by Aneel with investments of more than R\$ 30 million. The goal is to accelerate the decarbonization of the automotive sector and move towards carbon neutrality by 2050, a goal shared by both companies.

Finally, the Company also received a loan of 300 million euros from EIB Global to modernize and expand the Neoenergia Coelba network. The resources will be used to expand connections, automate systems, and bring clean energy to more communities, especially low-income ones. The agreement was signed during COP30 and is aligned with the Pacto Ecológico UE-Brasil, the Global Gateway strategy, and the climate goals of the Paris Agreement. According to EIB and Neoenergia, the project will strengthen the electricity infrastructure in Bahia and facilitate safe and efficient access to renewable energy.

The result of the 2025 ESG goals will be disclosed in the sustainability report.

10. OTHER MATTERS

10.1. Low-Income Customers

	4Q25						4Q24					
Number of Residential Customers (thousand)	Consolidated	 Neoenergia Coeiba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Elkro	 Neoenergia Brasília	Consolidated	 Neoenergia Coeiba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Elkro	 Neoenergia Brasília
Conventional	11,409	4,335	2,629	1,068	2,413	964	10,934	4,140	2,498	1,019	2,327	950
Low Income	3,798	1,883	1,201	378	223	113	3,905	1,917	1,227	398	262	101
Total	15,206	6,218	3,830	1,446	2,636	1,076	14,838	6,056	3,725	1,417	2,589	1,051

10.2. Neoenergia Brasília Adjustment

On October 14, 2025, Aneel approved a tariff adjustment for Neoenergia Brasília, with an average impact on consumers of 11.65%, effective October 22, 2025.

The variation in Parcel A was 9.8%, totaling R\$ 3,190.3 million, primarily impacted by the 27.4% increase in sector charges, the 7.8% increase in transmission costs, and the 1.0% increase in energy purchase costs. The average passed-through price of energy purchase agreements was set at R\$ 288.82/MWh. The variation in Parcel B was 8.3%, reflecting the year-to-date inflation (IPCA) of 5.24% for the period, less the X Factor of -1.59%, as well as variations in Other Revenue and Revenue from Excess Demand and Reactive Power earned during the period, resulting in a Parcel B value of R\$ 721.5 million.

10.3. Increase in the stake of the Corumbá Hydroelectric Plant

On October 3, 2025, Neoenergia Renováveis, a subsidiary of Neoenergia, acquired Lot D of the Special Auction for the sale of shares owned by CELGPARG, which comprises 37.5% of the total share capital of ECIII, which holds 40% of the Consórcio Empreendedor Corumbá III, which operate the Corumbá Hydroelectric Plant (installed capacity 96.5 MW) for the amount of R\$ 92 million, subject to adjustment by the IPCA (Brazilian Consumer Price Index) from the base date of December 31, 2023, until the date of settlement of Lot D of the auction, in addition to any other possible adjustments for this type of operation.

On December 30, 2025, Companhia Energética de Brasília - CEB, which holds the remaining stake in ECIII, exercised its right of first refusal to acquire 22.5% of the total share capital of ECIII, for R\$ 36.7 million, subject to the same adjustment described above.

Currently, Neoenergia Renováveis holds 70% stake in the Corumbá Hydroelectric Plant (25% of the total share capital of ECIII and 60% of the Consórcio Empreendedor Corumbá III), and, after the closing of the operations, it will hold 76% stake in the Corumbá Hydroelectric Plant.

10.4. Sale of Dardanelos Hydroelectric Plant

On November 21, 2025, Neoenergia announced the sale to EDF Brasil Hidro Participações S.A. of all shares of the share capital of Energética Águas da Pedra S.A. (EAPSA), which operates the Dardanelos Hydroelectric Plant located in the State of Mato Grosso, with an installed capacity of 261 MW.

The transaction has an Enterprise Value of R\$ 2,515 million, of which R\$ 2,229 million corresponds to the Enterprise Value on the base date of December 2024 (including R\$ 67 million of earn-out), and R\$ 286 million corresponds to the adjustment by the variation of the CDI from December 2024 until the date of signature. The price is subject to adjustment by the CDI until the closing date, as well as other adjustments usual in this type of transaction.

On this same date, Neoenergia entered into an Investment Agreement with EDF Brasil Holding S.A., by way of which Neoenergia will contribute with R\$ 93.5 million in Hidro Participações to hold 25% of its share capital, and EDF Brasil Holding will hold the remaining 75% of the share capital after a contribution of R\$ 280.5 million. That way, Neoenergia will maintain an indirect stake of 25% in EAPSA, the sole investment of Hidro Participações. The remaining resources needed for the acquisition of EAPSA by Hidro Participações under the Purchase and Sale Agreement will come from financing.

Within 2.5 years of the completion of the transaction, EDF Brasil Holding will have the right to acquire all the shares issued by Hidro Participações held by Neoenergia, and Neoenergia may sell all its stake in Hidro Participações.

The completion of the operation is subject to certain precedent conditions usual in this type of transaction, including the approval by CADE (the Brazilian antitrust authority), competition authorities with jurisdiction over the parties, ANEEL (the Brazilian Electricity Regulatory Agency), and the financing agents of EAPSA.

10.5. Shareholders' Compensation

The bylaws of Neoenergia determines the payment of a minimum dividend of 25% of net profit, according to the Dividend Distribution Policy available on the Company's website (<https://www.neoenergia.com/politicas-governanca-corporativa>).

In 2025, the Company approved the dividends that follow:

- (i) Dividends of R\$ 424,940 thousand approved at the Ordinary General Meeting of 04/17/2025 and paid on 12/19/2025;
- (ii) Interest on Equity of R\$ 264 thousand, approved at the Board of Directors Meeting of 06/12/2025 and paid on 12/19/2025;
- (iii) Interim Dividends of R\$ 984 thousand, approved at the Board of Directors Meeting of 12/11/2025 and scheduled for payment by February 2026;
- (iv) Interest on Equity of R\$ 100 thousand, approved at the Board of Directors Meeting of 12/11/2025 and scheduled for payment by December 2026.

The Company informs that the full allocation of the 2025 results will be approved at the Ordinary General Meeting to be held in 2026.

11. RECONCILIATION NOTE

Neoenergia discloses its 4Q25 and 2025 results based on management analyses that the Board of Directors believes to reflect the company's business in the best manner, in line with international standards for interim financial statements (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Calculation Memory (CONSOLIDATED)	Current Year		Previous Year		Corresponding Explanatory Notes
	4Q25	2025	4Q24	2024	
(+) Net Revenue	14,007	52,633	13,630	48,993	Incement Statement
(-) Estimated Replacement Value of Concession	(214)	(1,596)	(582)	(1,504)	Note 5
(-) Other revenues	(285)	(1,038)	(250)	(974)	Note 5
(-) Gain/Loss on RAP	(2)	39	(6)	(18)	Note 5.4
(+) Contractual and regulatory penalties	(8)	(86)	0	0	Note 5.4
(+) Revenue from Operation and Maintenance	45	176	37	156	Note 5.4
(+) Photovoltaic Operations	0	0	2	3	Note 5.4
(+) Other revenues - Other revenues	6	12	13	24	Note 5.4
= Net Operating REVENUE	13,549	50,140	12,844	46,680	
(+) Costs with electric energy	(6,266)	(22,691)	(5,778)	(20,800)	Incement Statement
(+) Fuel for energy production	(37)	(119)	(38)	(219)	Note 8
(+) Construction costs	(2,388)	(9,936)	(2,888)	(9,538)	Incement Statement
(+) Photovoltaic Operations	(6)	(11)	(2)	(9)	Note 8
= Energy costs	(8,697)	(32,757)	(8,706)	(30,566)	
(+) Estimated replacement value of concession	214	1,596	582	1,504	Note 5
= GROSS MARGIN	5,066	18,979	4,720	17,618	
(+) Operating costs	(1,507)	(5,675)	(1,422)	(5,558)	Incement Statement
(+) Sales expenses	(97)	(371)	(89)	(286)	Incement Statement
(+) Other general and administrative revenues/expenses	(540)	(2,295)	(597)	(2,249)	Incement Statement
(-) Fuel for energy production	37	119	38	219	Note 8
(-) Photovoltaic Operations	6	11	2	9	Note 8
(-) Depreciation	806	3,019	735	2,816	Note 8
(+) Other revenues	285	1,038	250	974	Note 5
(-) Gain/Loss on RAP	2	(39)	6	18	Note 5.4
(-) Contractual and regulatory penalties	8	86	0	0	Note 5.4
(-) Revenue from operation and maintenance	(45)	(176)	(37)	(156)	Note 5.4
(-) Photovoltaic Operations	0	0	(2)	(3)	Note 5.4
(-) Other revenues - Other revenues	(6)	(12)	(13)	(24)	Note 5.4
= Operating Expenses (PMO)	(1,051)	(4,295)	(1,129)	(4,240)	
Provisions for Delinquency (PECLD)	(145)	(560)	(132)	(552)	Incement Statement
(+) Equity Income / (-) Fair value Adjustment - Investment	104	166	(382)	(309)	Incement Statement
EBITDA	3,974	14,290	3,077	12,517	
(+) Depreciation and Amortization	(806)	(3,019)	(735)	(2,816)	Note 8
(+) Financial Income/Loss	(1,359)	(5,807)	(1,377)	(4,992)	Incement Statement
(+) IR/CS	(328)	(407)	(105)	(1,027)	Incement Statement
(+) Minority shareholders	(6)	(26)	(8)	(47)	Incement Statement
NET INCOME	1,475	5,031	852	3,635	Incement Statement

ANNEX I – Managerial DREs by Business

(base date 12/31/2025):

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	NETWORKS								GENERATION AND CUSTOMERS								OTHERS							
	4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation		4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation		4Q25	4Q24	Variation		2025	2024	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	4,634	4,177	457	11%	17,209	15,498	1,711	11%	444	556	(112)	-20%	1,822	2,157	(335)	-16%	(12)	(13)	1	-8%	(52)	(37)	(15)	41%
Operating Expenses	(848)	(911)	63	-7%	(3,505)	(3,436)	(69)	2%	(125)	(152)	27	-18%	(521)	(550)	29	-5%	(78)	(66)	(12)	18%	(269)	(254)	(15)	6%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(145)	(131)	(14)	11%	(559)	(552)	(7)	1%	-	(1)	1	-100%	(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equity Income / Corporate Operations	103	(15)	118	N/A	149	48	101	210%	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A	(2)	-	(2)	-	3	-	3	-
EBITDA	3,744	3,120	624	20%	13,294	11,558	1,736	15%	322	36	286	794%	1,313	1,250	63	5%	(92)	(79)	(13)	16%	(317)	(291)	(26)	9%
Depreciation	(612)	(557)	(55)	10%	(2,328)	(2,101)	(227)	11%	(141)	(119)	(22)	18%	(463)	(473)	10	-2%	(53)	(59)	6	-10%	(228)	(242)	14	-6%
Financial Income (Loss)	(1,355)	(1,296)	(59)	5%	(5,643)	(4,670)	(973)	21%	58	(41)	99	N/A	(35)	(185)	150	-81%	(62)	(40)	(22)	55%	(129)	(137)	8	-6%
IR CS	(301)	(242)	(59)	24%	(279)	(1,054)	775	-74%	(33)	129	(162)	N/A	(156)	(4)	(152)	3800%	6	8	(2)	-25%	28	31	(3)	-10%
Removals (Minority Shareholdings)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(8)	2	-25%	(26)	(47)	21	-45%
NET INCOME	1,476	1,025	451	44%	5,044	3,733	1,311	35%	206	5	201	4020%	659	588	71	12%	(207)	(178)	(29)	16%	(672)	(686)	14	-2%

ANNEX II – Balance Sheet by Business

(base date 12/31/2025):

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION - R\$ Million	Networks			Generation and Costumers					Others	Consolidated
	Distribution	Transmission	Total networks	Wind farms and solar parks	Hydro plants	Thermo plants	Commercialization and services	Total Generation and Customers	Total	
CURRENT ASSETS										
Cash and cash equivalents	4,918	598	5,516	950	65	77	125	1,217	1,720	8,453
Trade accounts receivable and others	10,070	102	10,172	107	7	25	173	312	-	10,484
Securities and marketable securities	310	18	328	12	1	-	-	13	275	616
Derivative financial instruments	92	22	114	-	-	-	-	-	-	114
Public Service Concession (Contract asset)	-	1,432	1,432	-	-	-	-	-	-	1,432
Non-current assets held for sale	-	-	-	-	2,861	-	-	2,861	-	2,861
Other current assets	2,901	148	3,049	66	21	56	34	177	346	3,572
TOTAL CURRENT ASSETS	18,497	2,320	20,817	1,135	2,955	158	332	4,580	2,341	27,738
NON-CURRENT ASSETS										
Trade accounts receivable and others	429	-	429	-	-	-	14	14	-	443
Securities and marketable securities	95	10	105	398	-	-	2	400	-	505
Derivative financial instruments	242	-	242	6	-	-	-	6	93	341
Public service Concession (financial assets)	32,993	-	32,993	-	-	-	-	-	-	32,993
Public service Concession (contractual assets)	5,617	17,866	23,483	-	-	-	-	-	-	23,483
Investments in subsidiaries, associates and joint ventures	-	1,177	1,177	-	858	-	7	865	-	2,042
Right of use	161	-	161	40	1	2	2	45	3	209
Property, Plant & Equipment ("PP&E")	-	32	32	7,492	414	902	23	8,831	54	8,917
Intangible assets	15,537	15	15,552	116	479	1	45	641	2	16,195
Other non-current assets	4,883	922	5,805	296	30	136	70	532	75	6,412
TOTAL NON-CURRENT ASSETS	59,957	20,022	79,979	8,348	1,782	1,041	163	11,334	227	91,540
TOTAL ASSETS	78,454	22,342	100,796	9,483	4,737	1,199	495	15,914	2,568	119,278
CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	4,011	317	4,328	156	12	24	91	283	189	4,800
Loans and financing	5,954	1,107	7,061	252	7	-	10	269	375	7,705
Derivative financial instruments	234	4	238	-	-	-	-	-	64	302
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	140	-	140	-	-	-	-	-	-	140
Other current liabilities	5,288	1,366	6,654	445	789	14	137	1,385	14	8,053
TOTAL CURRENT LIABILITIES	15,627	2,794	18,421	853	808	38	238	1,937	642	21,000
NON-CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	224	-	224	-	-	-	-	-	-	224
Loans and financing	36,637	5,935	42,572	2,953	150	-	37	3,140	4,310	50,022
Derivative financial instruments	419	7	426	-	-	-	1	1	315	742
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	1,228	-	1,228	-	-	-	-	-	-	1,228
Other non-current liabilities	6,026	2,991	9,017	274	82	44	73	473	(12)	9,478
TOTAL NON-CURRENT LIABILITIES	44,534	8,933	53,467	3,227	232	44	111	3,614	4,613	61,694
TOTAL LIABILITIES	60,161	11,727	71,888	4,080	1,040	82	349	5,551	5,255	82,694
NET EQUITY										
Attributable to controlling interest	18,204	10,591	28,795	5,383	3,697	1,117	146	10,343	(2,687)	36,451
Attributable to non-controlling interest	89	24	113	20	-	-	-	20	-	133
TOTAL NET EQUITY	18,293	10,615	28,908	5,403	3,697	1,117	146	10,363	(2,687)	36,584
TOTAL LIABILITIES AND NET EQUITY	78,454	22,342	100,796	9,483	4,737	1,199	495	15,914	2,568	119,278
DEBT										
Gross debt										
ASSETS										
CURRENT ASSETS										
Cash and cash equivalents	4,918	598	5,516	950	65	77	125	1,217	1,720	8,453
Securities and marketable securities	310	18	328	12	1	-	-	13	275	616
Derivative financial instruments	92	22	114	-	-	-	-	-	-	114
NON-CURRENT ASSETS										
Securities and marketable securities	95	10	105	398	-	-	2	400	-	505
Derivative financial instruments	242	-	242	6	-	-	-	6	93	341
LIABILITIES										
CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	5,954	1,107	7,061	252	7	-	10	269	375	7,705
Derivative financial instruments	234	4	238	-	-	-	-	-	64	302
NON-CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	36,637	5,935	42,572	2,953	150	-	37	3,140	4,310	50,022
Derivative financial instruments	419	7	426	-	-	-	1	1	315	742
Total Gross Debt	42,910	7,031	49,941	3,199	157	-	48	3,404	4,971	58,316
Total Net Debt	37,587	6,405	43,992	1,839	91	(77)	(79)	1,774	2,976	48,742

ANNEX III – Consolidated Cash Flow

(base date 12/31/2025):

OPERATING ACTIVITIES CASH FLOW - R\$ Million	2025	2024
Net Income for the Period/Fiscal Year	5,057	3,682
Adjusted by:		
Depreciation and amortization	3,081	2,872
Write-off of non-current assets	172	231
Equity Income	(69)	32
Fair value adjustment/ Impairment	(98)	277
Income taxes paid	407	1,027
Financial income (expenses), net	5,807	4,992
Concession's estimated replacement value	(1,596)	(1,504)
Changes in working capital:		
Receivables from clients and other	(505)	(166)
Public Service Concession (Contract assets - Transmission)	(4,712)	(5,106)
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	644	(413)
Wages, employment benefits and charges payable, net	(107)	(99)
Sectoral financial assets and liabilities, net (Portion A and others)	(1,403)	1,155
Other recoverable (payable) taxes and sectoral charges, net	115	158
Provisions, net of judicial deposits	(203)	(426)
Other net assets and liabilities	(119)	130
Net Cash generated from operations	6,471	6,842
Dividends and interest on own capital received	106	132
Payment of debt charges	(4,047)	(3,330)
Derivative financial instruments paid, net	(1,138)	(901)
Income from financial investments	920	883
Payment of interest – Leases	(34)	(29)
Income taxes paid	(355)	(355)
Cash generated by operating activities	1,923	3,242
Cash flow from investing activities		
Disposal of Subsidiary – Geração Céu Azul S.A. (Note 15.3)	1,050	-
Disposal of equity interest – Neoenergia Itabapoana (Note 15.3)	115	-
Cash Advance Related to Investment Divestiture (Note 15.3)	275	-
Reclassification of cash from non-current assets held for sale	(62)	(84)
Acquisition of fixed and intangible assets	(339)	(229)
Capital increase in investees	(3)	(93)
Capital reduction in investees	-	198
Public service concession (Contract assets - Distribution)	(7,171)	(5,608)
Investments in securities and marketable securities	(1,462)	(770)
Redemption of securities and marketable securities	1,053	767
Cash flow generated by (used in) investing activities	(6,544)	(5,819)
Cash flow from financing activities		
Funds raised through loans and financing	12,016	12,821
Payment of fundraising costs	(345)	(180)
Amortization of principal from loans and financing	(6,640)	(9,149)
Collateral deposits	(15)	(56)
Public Service Concessions obligations	545	300
Payment of principal - Leases	(73)	(62)
Derivative financial instruments received (paid), net	801	321
Public Offering for acquisition of shares from Neoenergia Cosern	-	(157)
Dividends and interest on own capital paid to controlling interest	(946)	(937)
Dividends and interest on own capital paid to non-controlling interest	(17)	(42)
Disposal of equity interest in subsidiaries	23	-
Repurchase of treasury shares	(5)	-
Cash flow generated by financing activities	5,344	2,859
Increase (decrease) in cash and cash equivalents for the period	723	282
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	7,730	7,448
Cash and cash equivalents at the end of the period	8,453	7,730



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 on 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).