

DESTAQUES (R\$ MM) 1T21	1T21	1T20	Δ %
Receita Operacional Líquida	8.580	6.777	27%
Margem Bruta	3.188	2.389	33%
Despesas Operacionais (PMSO)	(801)	(753)	6%
EBITDA	2.284	1.525	50%
Resultado Financeiro	(382)	(314)	22%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.007	577	75%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	323	71	355%
IFRS 15	401	102	293%



INDICADORES OPERACIONAIS			
Mercado cativo (GWh)	11.503	10.931	5,2%
Mercado cativo + livre (GWh)	15.985	14.825	7,8%
Volume de energia injetada (GWh)	18.508	17.422	6,2%
Número de Clientes (mil)	15.466	14.109	9,6%

Indicadores Financeiros de Dívida	1T21	2020	Variação
Dívida Líquida(1)/EBITDA(2)	3,28	2,85	-
EBITDA/Resultado Financeiro(2)	6,61	6,31	-
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

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

(2) EBITDA e Resultado Financeiro de 12 meses

Destques Financeiros e Operacionais:

- Energia injetada de 18.508 GWh no 1T21, +6,2% vs. 1T20 (+2,7% sem considerar a CEB-D), confirmando a recuperação do mercado nas áreas de concessão da Neoenergia;
- Despesas Operacionais de R\$ 801 milhões no 1T21. Desconsiderando o efeito não recorrente positivo de R\$ 25,5 milhões no 1T20 de arbitragens, assim como os R\$ 25 milhões referentes aos 28 dias de consolidação da CEB-D no 1T21, observa-se redução de R\$ 3 milhões vs. 1T20, confirmando a disciplina de custos do grupo;
- EBITDA de R\$ 2,3 bilhões em 1T21 (+50% vs. 1T20);
- Lucro de R\$ 1.007 milhões em 1T21 (+75% vs. 1T20);
- CAPEX de R\$ 1,8 bilhão no 1T21 (+89% vs. 1T20) pelo avanço dos projetos de Transmissão e Eólicas;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,28 no 1T21 (2,85x no 4T20 e 2,98x no 1T20).

TELECONFERÊNCIA 1T21

Sexta-feira, 07 de maio de 2021

Horário: 11:00 (BRT) | 10:00 (EST)

(com tradução simultânea para o inglês)

Telefone para conexão: +55 (11) 3181-8565 ou +55 (11) 4210-1803
EUA/Canada: (Toll Free) +1 844 204-8942 – (Dial In) +1 412 717-9627

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

Senha: Neoenergia

Acesso ao Webcast: <https://choruscall.com.br/neoenergia/1t21.htm>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO PRIMEIRO TRIMESTRE (1T21) A PARTIR DE ANÁLISES GERENCIAIS QUE A ADMINISTRAÇÃO ENTENDE TRADUZIR DA MELHOR FORMA O NEGÓCIO DA COMPANHIA, CONCILIADA COM OS PADRÕES INTERNACIONAIS DE DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS (*INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS – IFRS*).

SUMÁRIO

1. DESEMPENHO OPERACIONAL	3
1.1. Redes	3
1.2. Renováveis	12
1.3. Liberalizado	14
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	15
2.1. Consolidado	15
2.2. Redes	16
2.3. Renováveis	20
2.4. Liberalizado	21
3. EBITDA	21
4. RESULTADO FINANCEIRO	22
5. INVESTIMENTOS	22
5.2. Redes	23
5.2. Renováveis	23
5.2.1. Parques Eólicos	23
5.2.2. Usinas Hidrelétricas	23
5.3. Liberalizado	23
6. ENDIVIDAMENTO	24
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	24
6.2. Cronograma de amortização das dívidas	24
6.3. Perfil Dívida	25
7. RATING	25
8. MERCADO DE CAPITAIS	26
9. OUTROS TEMAS	26
9.1. Clientes Baixa Renda	26
10. NOTA DE CONCILIAÇÃO	27
ANEXO I – Ativos Eólicos em Construção	29
ANEXO II – Quadros Gerenciais por Segmentos	30

1. DESEMPENHO OPERACIONAL

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

Em ocasião do leilão de privatização da CEB-D, a Bahia Geração, subsidiária da Neoenergia, adquiriu controle societário direto da distribuidora que, a partir de 02 de março de 2021, passou a ser 100% consolidada na Neoenergia.

1.1. Redes

1.1.1. Distribuidoras

1.1.1.1 Número de Consumidores

As distribuidoras da Neoenergia encerraram o 1T21 com 15,5 milhões de consumidores ativos. A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos ao final do 1T21 por distribuidora. Em comparação com 1T20, houve aumento de 1,4 milhões consumidores (+9,6%); desses, 1,1 milhão são provenientes da CEB-D, consolidados pela Neoenergia a partir de 02 de março de 2021. Sem considerar a incorporação da CEB-D, houve crescimento orgânico de 258 mil consumidores (+1,8% vs. 1T20).

Número de Consumidores (milhares)	1T21						1T20						VARIÇÃO					
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO SOLAR	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO SOLAR	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO SOLAR
Residencial	13.642	5.519	3.436	1.316	2.406	965	12.395	5.398	3.351	1.294	2.351	-	1.247	121	85	22	54	965
Industrial	40	13	5	1	20	1	40	14	5	1	20	-	-	0	0	0	(1)	1
Comercial	1.056	410	226	104	200	115	941	409	231	103	197	-	115	1	(6)	1	3	115
Rural	564	224	143	56	131	11	566	231	151	58	127	-	(2)	(7)	(8)	(2)	4	11
Outros	164	69	33	26	30	7	167	80	33	25	30	-	(3)	(11)	0	1	1	7
Total	15.466	6.235	3.842	1.503	2.787	1.099	14.109	6.132	3.771	1.481	2.725	-	1.357	103	71	22	62	1.099

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) foi 15.985 GWh no 1T21 (+7,8% vs. 1T20). Desconsiderando os 533 GWh distribuídos pela CEB-D a partir de 02 de março, o volume total seria de 15.452 GWh (+4,2% vs. 1T20). Esse aumento é explicado pela recuperação do mercado, sobretudo o residencial (que representa 50% do total distribuído cativo) e o rural por maior irrigação.

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

Energia Distribuída (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO SOLAR			CONSOLIDADO		
	1T21	1T20	%	1T21	1T20	%	1T21	1T20	%									
Residencial	2.039	1.928	5,8%	1.442	1.385	4,1%	641	602	6,5%	1.403	1.316	6,6%	199	-	-	5.724	5.231	9,4%
Industrial	264	308	(14,3%)	130	138	(5,8%)	64	68	(5,9%)	289	312	(7,4%)	6	-	-	752	825	(8,8%)
Comercial	770	846	(9,0%)	559	617	(9,4%)	222	246	(9,8%)	564	611	(7,7%)	120	-	-	2.234	2.320	(3,7%)
Rural	525	409	28,4%	177	157	12,7%	129	102	26,5%	257	242	6,2%	10	-	-	1.097	910	20,5%
Outros	647	656	(1,4%)	464	452	2,7%	154	184	(16,3%)	334	352	(5,1%)	97	-	-	1.695	1.644	3,1%
Total Energia Distribuída (cativa)	4.245	4.147	2,4%	2.773	2.748	0,9%	1.209	1.203	0,5%	2.845	2.833	0,4%	431	-	-	11.503	10.931	5,2%
Mercado Livre + Suprimento	1.179	1.089	8,3%	980	880	11,4%	343	274	25,2%	1.878	1.651	13,7%	102	-	-	4.482	3.895	15,1%
Total Energia Distribuída (cativa+livre)	5.424	5.236	3,6%	3.753	3.628	3,4%	1.552	1.477	5,1%	4.723	4.484	5,3%	533	-	-	15.985	14.825	7,8%

O consumo residencial apresentou crescimento em todas as distribuidoras, consolidando aumento de 9,4% no 1T21. Desconsiderado o consumo residencial da CEB-D, o crescimento seria de 5,6% vs. 1T20, ainda expressivo.

O consumo da classe industrial cativa caiu 8,8% no 1T21 vs. 1T20. Quando analisamos esse grupo juntamente com o mercado livre, houve aumento de 10,9%, influenciado pelo retorno das atividades econômicas. Desconsiderado o consumo da classe industrial + livre da CEB-D, o aumento seria de 8,6% vs. 1T20.

A classe comercial cativa apresentou queda de 3,7% no 1T21 vs. 1T20, explicada, principalmente, por uma retomada mais lenta, que afetou todos os ramos, à exceção dos supermercados e hospitais.

A classe rural apresentou aumento de 20,5% quando comparada ao 1T20 pela maior demanda de irrigação.

As outras classes apresentaram crescimento de 3,1% na comparação trimestral. Desconsiderando a CEB-D, observou-se redução de 2,8% em razão do fechamento de unidades do poder público.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada atingiu o patamar de 18.508 GWh no 1T21 (+6,2% vs. 1T20). Desconsiderando a CEB-D o crescimento foi de +2,7%.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	1T21	1T20	1T21 x 1T20	
			Dif	%
CONSOLIDADO				
Mercado Cativo	11.503	10.931	572	5,2%
Mercado Livre + Suprimento	4.482	3.895	587	15,1%
Energia Distribuída (A)	15.985	14.825	1.160	7,8%
Energia Perdida (B)	2.547	2.377	170	7,2%
Não Faturado (C)	(25)	220	(245)	(111,4%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	18.508	17.422	1.086	6,2%
COELBA				
Mercado Cativo	4.245	4.147	98	2,4%
Mercado Livre + Suprimento	1.179	1.089	90	8,3%
Energia Distribuída (A)	5.424	5.236	188	3,6%
Energia Perdida (B)	1.073	1.002	71	7,1%
Não Faturado (C)	(71)	64	(135)	(210,9%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	6.426	6.302	124	2,0%
CELPE				
Mercado Cativo	2.773	2.748	25	0,9%
Mercado Livre + Suprimento	980	880	100	11,4%
Energia Distribuída (A)	3.753	3.628	125	3,4%
Energia Perdida (B)	851	849	2	0,24%
Não Faturado (C)	(35)	97	(132)	(136,1%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.569	4.573	(4)	(0,1%)

 COSERN				
Mercado Cativo	1.209	1.203	6	0,5%
Mercado Livre + Suprimento	343	274	68	25,2%
Energia Distribuída (A)	1.552	1.477	75	5,1%
Energia Perdida (B)	179	156	23	14,7%
Não Faturado (C)	(47)	5	(52)	(1040,0%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.684	1.638	46	2,8%

 ELEKTRO				
Mercado Cativo	2.845	2.833	12	0,4%
Mercado Livre + Suprimento	1.878	1.651	228	13,7%
Energia Distribuída (A)	4.723	4.484	239	5,3%
Energia Perdida (B)	353	370	(17)	(4,6%)
Não Faturado (C)	129	54	74	138,9%
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	5.205	4.909	296	6,0%

 NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASILIA				
Mercado Cativo	431	-	431	-
Mercado Livre + Suprimento	102	-	102	-
Energia Distribuída (A)	533	-	533	-
Energia Perdida (B)	91	-	91	-
Não Faturado (C)	-	-	-	-
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	624	-	624	-

NOTA: CEB-D incorporada a partir de mar/21

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 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					
	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	Aneel 21
 COELBA	10,89%	10,65%	10,63%	10,59%	10,68%	4,33%	4,51%	4,78%	6,63%	6,19%	15,23%	15,16%	15,40%	17,22%	16,87%	14,34%
 CELPE	8,10%	8,11%	8,14%	8,05%	7,98%	9,63%	9,68%	9,97%	11,75%	11,08%	17,74%	17,79%	18,10%	19,80%	19,06%	16,05%
 COSERN	8,39%	8,50%	8,43%	8,44%	8,54%	1,90%	1,40%	1,42%	2,86%	2,23%	10,29%	9,90%	9,85%	11,29%	10,77%	10,77%
 ELEKTRO	5,83%	5,72%	5,70%	5,73%	5,71%	1,86%	1,68%	2,35%	2,35%	2,56%	7,69%	7,40%	8,06%	8,08%	8,27%	8,10%
 NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASIL	6,99%	7,38%	7,69%	7,76%	7,47%	7,20%	6,75%	6,35%	6,41%	6,70%	14,19%	14,13%	14,04%	14,17%	14,17%	11,41%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica										
	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	Aneel 21
 COELBA	2.716	2.594	2.580	2.556	2.589	1.080	1.096	1.159	1.600	1.502	3.796	3.690	3.739	4.155	4.091	3.366
 CELPE	1.410	1.384	1.393	1.388	1.375	1.677	1.647	1.707	2.025	1.908	3.087	3.031	3.100	3.413	3.283	2.666
 COSERN	542	534	533	536	546	123	93	90	181	142	664	627	622	717	688	685
 ELEKTRO	1.114	1.068	1.079	1.096	1.110	356	311	445	450	499	1.470	1.379	1.523	1.546	1.609	1.573
 NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASIL	536	556	578	583	564	548	505	473	476	497	1.084	1.061	1.051	1.059	1.061	792

NOTA: Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de março de 2021 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2020 foram ajustados para a apuração definitiva.

Como salientado no último trimestre, as perdas totais 12 meses nas distribuidoras Coelba, Celpe, Cosern e Elektro foram impactadas pela redução do ciclo de leitura do Grupo A, ocorrido nos meses de novembro e dezembro de 2020 que empurrou o faturamento para janeiro/21, conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL 863/2019. Essa adequação fez com que o volume do não faturado aumentasse no 4T20 afetando, conseqüentemente, o indicador de perdas. Como já destacado o efeito é temporário e será carregado até o 4T21 em virtude de o indicador ser acompanhado na visão 12 meses. Ademais não há impacto no Resultado Econômico da Companhia.

A Coelba apresentou perdas totais 12 meses no 1T21 de 16,87%. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa 863 o indicador teria ficado em 15,00%, ainda acima do patamar regulatório de 14,34%, porém 0,34 p.p. abaixo do 4T20.

Na Celpe, as perdas totais na visão 12 meses encerraram o 1T21 em 19,06%. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa 863 o indicador teria ficado em 17,41%, acima do patamar regulatório de 16,05%, porém 0,75 p.p. abaixo do 4T20.

Já as perdas totais 12 meses no 1T21 na Cosern encerraram em 10,77%. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa 863 o indicador teria ficado em 9,31%, abaixo do limite regulatório de 10,77% e 0,52 p.p. inferior ao 4T20.

Por fim, a Elektro encerrou o 1T21 com perdas totais 12 meses de 8,27%. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa 863 o indicador teria ficado em 7,16%, abaixo do limite regulatório de 8,10% e 0,03 p.p. abaixo do 4T20.

No 1T21 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas:

- i. Realização de 136 mil inspeções recuperando mais de 88 GWh. Substituição de 115 mil medidores obsoletos e/ou com possível defeito;
- ii. Regularização de 23 mil clandestinos, sendo 71 grandes clandestinos que resultaram em mais de 25 GWh recuperados;

- iii. Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em mais de 138 mil pontos do parque de IP, totalizando uma energia recuperada de 35 GWh;
- iv. Realização de 36 ações com apoio policial recuperando 1,6 GWh.

Com apenas 28 dias de gestão do Grupo na CEB-D já foram recuperados mais de 68% da média anual de recuperação de energia da CEB-D (últimos 5 anos), o que corresponde a 11 GW equivalentes a mais de R\$ 12 milhões de receita em 2021. Vale destacar as seguintes ações:

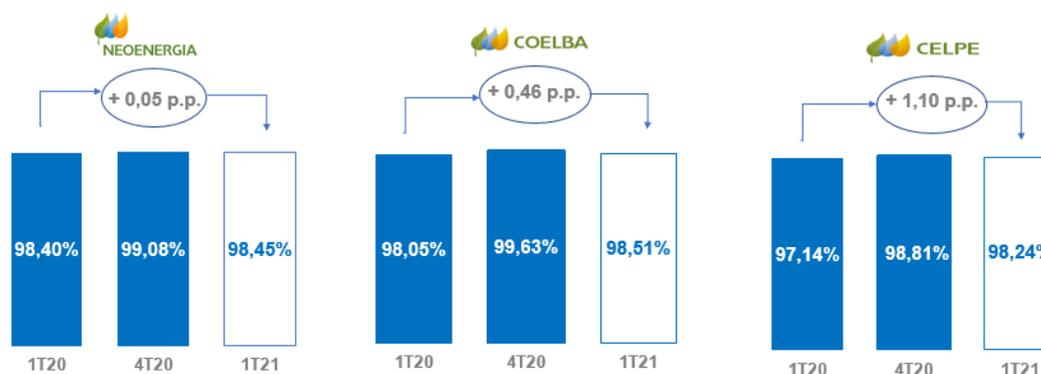
- i. 237 inspeções realizadas em clientes do Grupo A, recuperando aproximadamente 6 GWh;
- ii. Cerca de 4 mil inspeções realizadas em clientes do Grupo B recuperando mais de 5 GWh de energia;
- iii. Regularização de mais de mil clientes clandestinos que agregarão 6 GWh em 2021.

A tabela abaixo demonstra o percentual de perdas totais excluindo o efeito da Resolução Normativa.

12 Meses (GWh)	COELBA				CELPE				COSERN				ELEKTRO			
	3T20	4T20 ex-REN 863	1T21	1T21 ex-REN 863	3T20	4T20 ex-REN 863	1T21	1T21 ex-REN 863	3T20	4T20 ex-REN 863	1T21	1T21 ex-REN 863	3T20	4T20 ex-REN 863	1T21	1T21 ex-REN 863
Distribuída	20.537	20.426	20.160	20.614	14.023	14.103	13.946	14.229	5.695	5.725	5.707	5.800	17.388	17.772	17.842	18.058
Energia Perdida	3.747	3.659	3.730	3.730	3.078	3.106	3.108	3.108	625	618	641	641	1.375	1.384	1.372	1.372
Não Faturado	-7	43	361	-92	21	24	175	-108	-3	6	47	-46	149	-7	237	21
Perdas Totais (a)	3.739	3.702	4.091	3.638	3.100	3.130	3.283	3.000	622	624	688	596	1.523	1.377	1.609	1.393
Injetada (b)	24.276	24.127	24.251	24.251	17.122	17.232	17.230	17.230	6.317	6.350	6.395	6.395	18.911	19.148	19.451	19.451
% Perdas Totais a/b	15,40%	15,34%	16,87%	15,00%	18,11%	18,16%	19,06%	17,41%	9,85%	9,83%	10,77%	9,31%	8,06%	7,19%	8,27%	7,16%

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

Os gráficos abaixo retratam o índice de arrecadação 12 meses sobre contas vencidas das distribuidoras da Neoenergia ao longo dos trimestres.





Com base nos gráficos acima percebe-se um elevado patamar de arrecadação em todas as distribuidoras do grupo. A taxa de arrecadação consolidada, foi de 98,45% no 1T21 (+0,05 p.p. vs. 1T20). Quando comparado ao patamar de arrecadação do 4T20, houve queda de 0,63 p.p. na taxa consolidada.

PECLD/ ROB	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	1T20 x 1T21	Limite Regulatório
 COELBA	ROB 2.806	2.356	2.555	2.744	2.987	6,45%	2.987
	PECLD 32	67	33	15	42	31,25%	41,5
	Inadimplência 1,15%	2,84%	1,30%	0,56%	1,41%	0,25 p.p.	1,39%
 CELPE	ROB 1.894	1.629	1.714	1.883	2.074	9,50%	2.074
	PECLD 46	85	32	16	41	(10,87%)	29,9
	Inadimplência 2,42%	5,23%	1,89%	0,87%	1,97%	(0,45 p.p.)	1,44%
 COSERN	ROB 758	639	687	740	816	7,65%	816
	PECLD - 0	7 -	1 -	2 -	1	-	3,9
	Inadimplência (0,04%)	1,11%	(0,22%)	(0,21%)	(0,09%)	(0,05 p.p.)	0,47%
 ELEKTRO	ROB 1.872	1.609	1.706	1.998	2.033	8,60%	2.033
	PECLD 31	56	44	9	23	(25,81%)	9,6
	Inadimplência 1,65%	3,47%	2,57%	0,45%	1,15%	(0,50 p.p.)	0,47%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária

No 1T21 realizamos as seguintes ações de cobrança:

- Realização de 493 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georeferenciadas;
- Acompanhamentos de 102 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação, no intuito de evitar perdas no processo com fraudes ou desligamentos.
- Negativações e protestos de 3.560 mil consumidores;
- Cobrança terceirizada através das assessorias de cobrança;

- v. Cobranças telefônicas totalizando 21 milhões contatos através de SMS e URA;
- vi. Cobrança por e-mail totalizando 2.211 mil acionamentos;
- vii. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- viii. Negociações para 91 mil consumidores;

Vale destacar as ações já implementadas na CEB-D em 28 dias de Controle da Neoenergia:

- i. Realização de 1.820 suspensões de fornecimento realizado nos clientes comerciais e industriais;
- ii. 368 mil negativas e protesto;
- iii. Implementação da Nova Matriz de Negociações na CEB-D, padronizada com as demais empresas do Grupo Neoenergia;
- iv. Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito e ainda, para clientes com duas ou mais faturas em aberto, o pagamento por meio do cartão de crédito.

1.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição. Todas as distribuidoras do Grupo estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC, conforme ilustrado nos gráficos abaixo, reflexo da boa gestão operacional.



NOTA: Devido ao fato de o prazo de apuração dos indicadores de qualidade de março de 2021 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de março de 2020 foram ajustados para a apuração definitiva.

A CEB-D, com apenas 28 dias de gestão pela Neoenergia já apresentou um dos melhores índices da qualidade do fornecimento de energia já registrado na série histórica do mês, no Distrito Federal: em mar/21, o DEC foi de 0,5h (-12% vs. mar/20).

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 1T21, estavam em operação seis ativos de transmissão (Afluyente T, Narandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu e Sobral), além dos quatro trechos pertencentes ao lote 4 do Leilão de abr/17 (Dourados), já entregues ao sistema: Nova Porto Primavera - Rio Brilhante entregue em jul/20, além de Rio Brilhante – Campo Grande e Nova Porto Primavera – Ivinhema entregues em dez/20 e Campo Grande 2 – Imbirissu, entregue em abr/21.

Leilão de Abril/2017

- Lote 20 (Atibaia) – Concluído com antecedência de 14 meses em relação ao prazo contratual Aneel (fevereiro de 2021) e CAPEX 38% inferior ao investimento estimado originalmente pela Aneel.
- Lote 27 (Sobral) – Concluído com antecedência de 13 meses em relação ao prazo contratual Aneel (fevereiro de 2021) e CAPEX 33% inferior ao investimento estimado originalmente pela Aneel.
- Lote 22 (Biguaçu) – Concluído com antecedência de 7 meses em relação ao prazo contratual Aneel (fevereiro de 2021) e CAPEX 27% inferior ao investimento estimado originalmente pela Aneel.

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ³ (R\$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%)			
								2019	2020	2021	
-	-	Afluyente T	BA	489	3 subestações	45	1990	99,88	99,97	99,96	
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹	BA	-	1 subestação	10	Jun/11	99,94	99,97	99,99	
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ¹	BA	-	1 subestação	3	Set/14	100,00	100,00	99,99	
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 subestação	2	Jul/15	99,94	99,97	99,99	
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN / PB	190	-	26	Nov/16	99,68	99,93	100,00	
Leilão Abr/17	4	Dourados	MS	578	1 subestação	-	30/05/21 e 30/08/2021	-	-	-	
		Nova Porto Primavera- Rio Brilhante	MS / SP	147	-	15	Jul/20	-	100,00	100,00	
		Nova Porto Primavera – Ivinhema	MS / SP	64	-	8	Dez/20	-	100,00	100,00	
		Rio Brilhante – Campo Grande	MS / SP	149	-	15	Dez/20	-	100,00	100,00	
			Campo Grande 2 - Imbirissu	MS	52	-	7	Abr/21	-	-	-
	20	Atibaia	MS	-	1 subestação	15	Dez/19	-	99,99	100,00	
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	15	Jul/20	-	100,00	100,00	
27	Sobral	CE	-	1 subestação	14	Jan/20	-	100,00	100,00		

NOTA 1: Afluyente T foi oriunda do processo de desverticalização da Coelba

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

² RAP homologada (2020-21),

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

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

Avanço Físico Projetos Transmissão			LICENÇAS			RAP (1)	CAPEX Aneel	Entrada em Operação (Aneel)	Fim da Concessão
			LP	LI	LO	R\$ (MM)	R\$ (MM)		
Leilão Abr/2017	Lote 4 Dourados	<div style="width: 95%;"><div style="width: 95%;"></div></div> 95%	✓	✓	●	66	487	Ago/22	Ago/47
Leilão Dez/2017	Lote 4 Jalapão	<div style="width: 82%;"><div style="width: 82%;"></div></div> 82%	✓	✓	●	126	1.346	Mar/23	Mar/48
	Lote 6 Sta. Luzia	<div style="width: 82%;"><div style="width: 82%;"></div></div> 82%	✓	✓	●	57	584	Mar/23	Mar/48
Leilão Dez/2018	Lote 2 Guanabara	<div style="width: 20%;"><div style="width: 20%;"></div></div> 20%	✓	●	▲	117	1.331	Mar/24	Mar/49
	Lote 3 Itabapoana	<div style="width: 15%;"><div style="width: 15%;"></div></div> 15%	✓	●	▲	69	754	Mar/24	Mar/49
	Lote 1 Vale do Itajaí	<div style="width: 10%;"><div style="width: 10%;"></div></div> 10%	✓	●	▲	194	2.792	Mar/24	Mar/49
	Lote 14 Lagoa dos Patos	<div style="width: 33%;"><div style="width: 33%;"></div></div> 33%	●	●	▲	121	1.215	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2019	Lote 9 Rio Formoso	<div style="width: 15%;"><div style="width: 15%;"></div></div> 15%	✓	✓	▲	18	303	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2020	Lote 2 Morro do Chapéu	<div style="width: 1%;"><div style="width: 1%;"></div></div> 1%	▲	▲	▲	160	1.997	Mar/26	Mar/51

(1) RAP do Leilão

Concluído	✓
Em andamento	●
A Iniciar	▲

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

NOTA: Evolução em maio de 2021.

Os projetos de construção dos lotes de transmissão obtidos nos leilões de abr/17, dez/17, dez/18 e dez/19 seguem com avanços significativos, confirmando o cronograma previsto pela Neoenergia.

Leilão de Abril/2017

- Lote 4 (Dourados) – conforme mencionado acima já foram entregues 4 de 5 trechos, de modo que o empreendimento já conta com 61% da RAP do projeto e 413 km de extensão de linha (equivalente a 66% do total das linhas do lote): LT Nova Porto Primavera - Rio Brilhante (147 km), com 25 meses de antecedência em relação ao prazo Aneel (agosto de 2022), LT Rio Brilhante – Campo Grande (149 km), com antecipação de 20 meses em relação ao prazo Aneel e LT 230 kV Nova Porto Primavera – Ivinhema (65 km), com antecipação de 19 meses em relação ao prazo Aneel, LT 230kV Campo Grande 2 – Imbirissu (52 km), com antecipação de 15 meses em relação ao prazo Aneel. O 5º e último trecho está previsto para ser entregue no segundo semestre de 2021, superando as estimativas iniciais do Plano de Negócios.

Leilão de Dezembro/2017

- Lote 4 (Jalapão) e Lote 6 (Santa Luzia) com obras em estágio avançados e previstos para serem entregues no segundo semestre de 2021, superando as estimativas iniciais do Plano de Negócios;

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – LP's obtidas para as 5 subestações 230kV: Gaspar 2, Indaial, Rio do Sul, Jaguará do Sul e Itajaí; LP obtida para o trecho 1, o maior do lote.
- Lote 2 (Guanabara) e Lote 3 (Itabapoana) – LP's obtidas no 1T21 e LI's em andamento;
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) – Licença de Instalação obtida para as duas subestações (SE Marmeleiros-2 e SE Livramento-3) e para o trecho LT Sta. Maria – Livramento.

Leilão de Dezembro/2019:

- Lote 9 (Rio Formoso) – LI obtida.

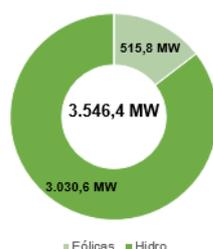
Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) -compreende em 3 linhas de transmissão de 500 kV, 1 linha de transmissão de 230 kV, uma nova subestação Medeiros Neto de 500 kV com compensação síncrona na Bahia, totalizando 1.091 km de extensão percorrendo majoritariamente a Bahia, além de Minas Gerais e Espírito Santo. O Capex Aneel estimado é de R\$ 2 bilhões com RAP de R\$ 160 milhões (atualizada anualmente por IPCA). O contrato de concessão foi assinado em março/2021.

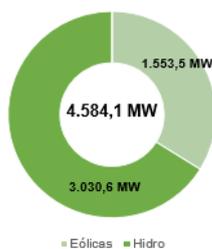
1.2. Renováveis

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

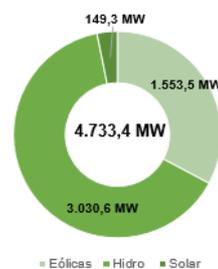
Capacidade Instalada Atual



Capacidade Instalada 2022



Capacidade Instalada 2023



1.2.1. Parques Eólicos

Atualmente a Companhia possui 17 parques eólicos em operação, com uma capacidade instalada de 515,8 MW, são eles: Arizona I; Caetitê I, II e III; Calango I, II, III, IV, V e VI; Mel II; Santana I e II; Canoas; Lagoa I e II; e Rio do Fogo.

Já em processo de construção, possui três complexos: Chafariz, na Paraíba (15 parques com 471,2 MW), Oitis, no Piauí e na Bahia (12 parques com 566,5 MW).

O portfólio de ativos eólicos totalizará 1,6 GW em 2022, dos quais 51% estará destinado ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 49% ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), alinhado com a estratégia de posicionamento na liberalização do mercado de energia brasileiro.

Eólicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Autorização	Data do Vencimento
EOL Caetitê 1	100%	BA	Caetitê	30,0	13,0	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetitê 2	100%	BA	Caetitê	30,0	14,7	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetitê 3	100%	BA	Caetitê	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	31,5	17,5	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	Santa Luzia	31,5	18,7	04/08/2015	03/08/2050

No 1T21 a energia eólica gerada foi de 397 GWh (+64,09% vs. 1T20) devido a maiores ventos em relação ao mesmo período de 2020. A disponibilidade no trimestre foi acima de 97%, conforme programado.

1.2.1.1. Evolução da construção dos parques eólicos

Avanço Físico Eólicas	LICENÇAS		
	LP	LI	LO
Complexo Chafariz	✓	✓	▲
Complexo Oitis	✓	✓	▲

Concluído	✓
Em andamento	●
A Iniciar	▲

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

Todos os parques eólicos do Complexo Chafariz já obtiveram licença de instalação e outorga; as obras foram iniciadas em outubro de 2019, três meses antes do previsto, e já contam com 100% do Capex contratado. Em março de 2021 foi iniciada a montagem dos aerogeradores e a expectativa de entrada em operação é em 2021, superando as estimativas iniciais do Plano de Negócios.

Todos os parques do Complexo Oitis obtiveram licença de instalação no último trimestre de 2020, permitindo assim iniciar os procedimentos de mobilização das obras do Complexo, com 3 meses de antecipação em relação ao Plano de Negócios, uma vez que tinha data prevista para mobilização em fevereiro de 2021. Expectativa de entrada em operação no 1º semestre de 2022.

1.2.2. Parques Solares

A Neoenergia anunciou em dezembro de 2020 o projeto solar Luzia, na Paraíba, que compreende 149MW dc e 100MW de capacidade instalada. Toda a sua energia está destinada ao ACL, sendo que 100% já está vendida até

2026. O projeto tem alta sinergia com o Complexo Chafariz e a LT Santa Luzia e já possui Licença Prévia, autorizações do IPHAN bem como enquadramento no REIDI.

1.2.3. Hidrelétricas

A Neoenergia tem participação em 7 usinas hidrelétricas (com participação direta e indireta): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu e Belo Monte.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Autorização	Data do Vencimento
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	209,1	28/05/1999	31/08/2035
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	49,3	07/11/2001	14/02/2037
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,0	84,7	15/08/2006	14/08/2041
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261,0	154,9	03/07/2007	02/01/2043
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,8	930,7	07/06/2011	06/06/2046
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4.571,0	26/08/2010	25/08/2045
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350,2	172,4	20/08/2012	30/10/2049

1.3. Liberalizado

1.3.1. Termopernambuco

A Termopernambuco é uma térmica inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas). Possui PPAs com Coelba (65MW) e Celpe (390MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504 MW, sua autorização vence em 2030.

No 1T21 houve uma geração de energia 29,22% inferior ao 1T20, atingindo 712 GWh. Essa variação é explicada pela menor quantidade de dias de operação no 1T21, já que a planta ficou parada por 34 dias, sendo 1 dia para manutenção e 33 dias por falta de fornecimento de gás, enquanto no mesmo período de 2020 a planta ficou 9 dias sem operar por não ter sido despachada. Importante frisar que o efeito das paradas no resultado da Companhia é compensado pela compra de energia a PLD inferior ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Operacional Líquida (1)	8.580	6.777	1.803	27%
Custos Com Energia (2)	(5.715)	(4.459)	(1.256)	28%
Margem Bruta s/VNR	2.865	2.318	547	24%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	323	71	252	355%
MARGEM BRUTA	3.188	2.389	799	33%
Despesa Operacional (PMSO)	(801)	(753)	(48)	6%
PECLD	(113)	(108)	(5)	5%
(+) Equivalência Patrimonial	10	(3)	13	(433%)
EBITDA	2.284	1.525	759	50%
Depreciação	(433)	(380)	(53)	14%
Resultado Financeiro	(382)	(314)	(68)	22%
IR/CS	(430)	(233)	(197)	85%
Minoritário	(32)	(21)	(11)	52%
LUCRO LÍQUIDO	1.007	577	430	75%

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

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

A Neoenergia apresentou Margem Bruta de R\$ 3.188 milhões no 1T21, +R\$ 799 milhões vs. 1T20 explicados, pelos efeitos dos Reajustes Tarifários das 4 distribuidoras e pelo maior VNR (+R\$ 252 milhões vs. 1T20), devido ao maior IPCA no período, além da aplicação do IFRS15 na transmissão de R\$ 401 milhões (+R\$ 299 milhões vs. 1T20) pelo maior Capex realizado no 1T21.

As despesas operacionais somaram R\$ 801 milhões no 1T21 (+6% vs. 1T20). Importante frisar que no 1T20 houve um impacto positivo não recorrente registrado na Holding referente a duas arbitragens cujo efeito líquido foi de +R\$ 25,5 milhões, expurgando este efeito do 1T20 assim como os R\$ 25 milhões referentes aos 28 dias de consolidação da CEB-D no 1T21, encerramos o 1T21 com uma economia de R\$ 3 milhões frente ao trimestre do ano anterior, comprovando a busca por eficiências e disciplina de custos que tem permitido manter as despesas crescendo abaixo da inflação, absorvendo o crescimento da base de clientes e o maior *headcount* fruto do processo de primarização de atividades.

A PECLD foi de R\$ 113 milhões, apenas R\$ 5 milhões maior que no 1T20. Expurgando os R\$ 4 milhões referentes aos 28 dias de consolidação da CEB-D no 1T21, encerramos o 1T21 em linha com o 1T20, retornando assim aos patamares pré pandemia.

Observamos ainda, no 1T21, o impacto negativo da Covid-19 no mercado de nossas distribuidoras em cerca de R\$ 58 milhões e na PECLD em torno de R\$ 24 milhões.

A equivalência patrimonial no trimestre foi de R\$ 10 milhões, principalmente explicada pelo efeito não recorrente da repactuação do GSF de Teles Pires (+R\$ 6 milhões).

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 2.284 milhões no 1T21 (+50% vs. 1T20), confirmando a retomada do mercado, a manutenção da eficiência e o avanço na construção dos projetos de transmissão. Já o lucro líquido encerrou o período em R\$ 1.007 milhões (+75% vs. 1T20).

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	8.287	6.516	1.771	27%
Custos Com Energia	(5.845)	(4.487)	(1.358)	30%
Margem Bruta s/ VNR	2.442	2.029	413	20%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	323	71	252	355%
Margem Bruta	2.765	2.100	665	32%
Despesa Operacional (PMSO)	(652)	(631)	(21)	3%
PECLD	(113)	(108)	(5)	5%
EBITDA	2.000	1.361	639	47%
Depreciação	(325)	(280)	(45)	16%
Resultado Financeiro	(314)	(259)	(55)	21%
IR CS	(381)	(210)	(171)	81%
LUCRO LÍQUIDO	980	612	368	60%

O segmento de Redes encerrou o 1T21 com Margem Bruta de R\$ 2.765 milhões, R\$ 665 milhões acima do 1T20, pelos efeitos dos Reajustes Tarifários das 4 distribuidoras e pelo maior VNR (+R\$ 252 milhões vs. 1T20), explicado pelo maior IPCA no período, além da aplicação do IFRS15 na transmissão de R\$ 401 milhões (+R\$ 299 milhões vs. 1T20).

No que tange as despesas operacionais, foram registrados R\$ 652 milhões no 1T21 (+3% vs. 1T20). Desconsiderando os R\$ 25 milhões referentes aos 28 dias de consolidação da CEB-D, encerramos o 1T21 com uma economia de R\$ 4 milhões, isto é, 1% abaixo do 1T20, absorvendo tanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras, o crescimento no segmento de transmissão, a inflação do período quanto o maior *headcount* fruto do processo de primarização de atividades.

A PECLD foi de R\$ 113 milhões, R\$ 5 milhões maior que no 1T20. Expurgando os R\$ 4 milhões referentes aos 28 dias de consolidação da CEB-D no 1T21, encerramos o 1T21 em linha com o 1T20, retornando assim aos patamares pré pandemia.

O EBITDA de Redes encerrou o 1T21 em R\$ 2.000 milhões (+47% vs. 1T20), confirmando a retomada do mercado, a manutenção da eficiência e o avanço na construção dos projetos de transmissão. Já o Lucro Líquido no trimestre foi de R\$ 980 milhões (+60% vs. 1T20).

2.2.1. COELBA

DRE COELBA (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	2.935	2.461	474	19%
Custos com Energia	(2.069)	(1.597)	(472)	30%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	164	38	126	332%
Margem Bruta	1.030	902	128	14%
Despesa Operacional (PMSO)	(284)	(276)	(8)	3%
PECLD	(41)	(33)	(8)	24%
EBITDA	705	593	112	19%
Depreciação	(151)	(131)	(20)	15%
Resultado Financeiro	(113)	(117)	4	(3%)
IR CS	(104)	(71)	(33)	46%
LUCRO LÍQUIDO	337	274	63	23%

A Coelba encerrou 1T21 com Margem Bruta de R\$ 1.030 milhões (+ 14% vs. 1T20) impulsionada pelo reajuste tarifário e pelo maior VNR (+R\$ 126 milhões), explicado pelo maior IPCA no período.

As despesas operacionais foram de R\$ 284 milhões no 1T21, +3% vs. 1T20, absorvendo tanto o crescimento de clientes (+1,7% vs. 1T20) quanto à inflação do período e o maior *headcount* de acordo com seu plano de primarização de processos operacionais.

No 1T21, a PECLD totalizou R\$ 41 milhões, aumento de R\$ 8 milhões vs. 1T20.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 1T21 foi de R\$ 705 milhões, incremento de 19% vs. 1T20. O Lucro Líquido foi de R\$ 337 milhões (+23% vs. 1T20).

2.2.2. CELPE

DRE CELPE (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	1.773	1.523	250	16%
Custos com Energia	(1.351)	(1.104)	(247)	22%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	62	12	50	417%
Margem Bruta	484	431	53	12%
Despesa Operacional (PMSO)	(158)	(180)	22	(12%)
PECLD	(43)	(45)	2	(4%)
EBITDA	283	206	77	37%
Depreciação	(76)	(67)	(9)	13%
Resultado Financeiro	(73)	(85)	12	(14%)
IR CS	(34)	(15)	(19)	127%
LUCRO LÍQUIDO	100	39	61	156%

A Celpe encerrou o 1T21 com Margem Bruta de R\$ 484 milhões, +12% em relação ao 1T20, impulsionada pelo reajuste tarifário e pelo maior VNR (+R\$ 50 milhões), explicado pelo maior IPCA no período.

As despesas operacionais foram de R\$ 158 milhões no 1T21 (-R\$ 22 milhões vs. 1T20), absorvendo tanto o crescimento de clientes quanto à inflação do período e maior *headcount* de acordo com seu plano de primarização de processos operacionais.

No 1T21, a PECLD totalizou R\$ 43 milhões, queda de R\$ 2 milhões vs. 1T20 devido ao êxito das ações de cobrança.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 1T21 foi de R\$ 283 milhões, incremento de 37% vs. 1T20 e o Lucro Líquido foi de R\$ 100 milhões (+156% vs. 1T20).

2.2.3. COSERN

DRE COSERN (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	709	622	87	14%
Custos com Energia	(510)	(420)	(90)	21%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	33	6	27	450%
Margem Bruta	232	208	24	12%
Despesa Operacional (PMSO)	(56)	(63)	7	(11%)
PECLD	1	0,4	1	-
EBITDA	177	145	32	22%
Depreciação	(28)	(24)	(4)	17%
Resultado Financeiro	(6)	(22)	16	(73%)
IR CS	(31)	(18)	(13)	72%
LUCRO LÍQUIDO	112	81	31	38%

A Cosern encerrou o 1T21 com Margem Bruta de R\$ 232 milhões, +12% vs. 1T20 impulsionada pelo reajuste tarifário e pelo maior VNR (+R\$ 27 milhões), explicado pelo maior IPCA no período.

As despesas operacionais foram de R\$ 56 milhões no 1T21 (-11% vs. 1T20), explicado por maiores eficiências.

No 1T21, a PECLD foi positiva em R\$ 1 milhão (vs. +R\$ 0,4 milhão no 1T20), confirmando o êxito das ações de cobrança que permitiram a reversão de valores previamente provisionados.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 1T21 foi de R\$ 177 milhões, incremento de 22% vs. 1T20.

O Lucro Líquido no 1T21 foi de R\$ 112 milhões (+38% vs. 1T20), explicados pela melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

2.2.4. ELEKTRO

DRE ELEKTRO (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	1.837	1.543	294	19%
Custos com Energia	(1.354)	(1.119)	(235)	21%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	62	15	47	313%
Margem Bruta	545	439	106	24%
Despesa Operacional (PMSO)	(123)	(111)	(12)	11%
PECLD	(25)	(30)	5	(17%)
EBITDA	397	298	99	33%
Depreciação	(64)	(57)	(7)	12%
Resultado Financeiro	(24)	(31)	7	(23%)
IR CS	(104)	(71)	(33)	46%
LUCRO LÍQUIDO	205	139	66	47%

A Elektro encerrou o 1T21 com Margem Bruta de R\$ 545 milhões, +24% vs. 1T20, devido ao reajuste tarifário de agosto/20 e pelo maior VNR (+ R\$ 47 milhões), explicado pelo maior IPCA no período.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 123 milhões no 1T21 (+11% vs. 1T20). Importante frisar que no 1T20 houve um evento positivo, não recorrente, da ordem de R\$ 22 milhões por conta da contratação de seguro contra acidentes fatais em serviço que permitiu reverter tal montante da reserva matemática que o fundo de pensão da empresa possuía. Desconsiderando esse não recorrente do 1T20 o patamar de despesas da Elektro apresenta redução de 7%, confirmando a seguida busca de eficiências.

No 1T21, a PECLD foi de R\$ 25 milhões, melhor em R\$ 5 milhões em relação ao 1T20, explicada por reversões, confirmando o êxito das ações de cobrança e o retorno aos patamares pré pandemia.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 1T21 foi de R\$ 397 milhões, incremento de 33% vs. 1T20. O Lucro Líquido no 1T21 foi de R\$ 205 milhões (+47% vs. 1T20), explicado pela melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

2.2.5. CEB-D

DRE CEB-D (R\$ MM)	1T21
Receita Líquida	240
Custos com Energia	(205)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	3
Margem Bruta	38
Despesa Operacional (PMSO)	(25)
PECLD	(4)
EBITDA	8
Depreciação	(4)
IR CS	(2)
LUCRO LÍQUIDO	2

A CEB-D foi incorporada ao Grupo em 02 de março de 2021 e a partir desta data os resultados foram 100% consolidados.

2.3. Renováveis

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

DRE RENOVÁVEIS (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	243	203	40	20%
Custos Com Energia	7	(45)	52	(116%)
MARGEM BRUTA	250	158	92	58%
Despesa Operacional (PMSO)	(46)	(56)	10	(18%)
(+) Equivalência Patrimonial	10	(3)	13	(433%)
EBITDA	214	99	115	116%
Depreciação	(46)	(46)	-	-
Resultado Financeiro	(38)	(42)	4	(10%)
IR/CS	(29)	(6)	(23)	383%
LUCRO LÍQUIDO	101	5	96	1920%

DRE HIDROS (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	144	136	8	6%
Custos Com Energia	18	(36)	54	(150%)
MARGEM BRUTA	162	100	62	62%
Despesa Operacional (PMSO)	(20)	(27)	7	(26%)
(+) Equivalência Patrimonial	10	(3)	13	(433%)
EBITDA	152	70	82	117%
Depreciação	(19)	(19)	-	-
Resultado Financeiro	(18)	(18)	-	-
IR/CS	(29)	(17)	(12)	71%
LUCRO LÍQUIDO	86	16	70	438%

DRE EÓLICAS (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	99	67	32	48%
Custos Com Energia	(11)	(9)	(2)	22%
MARGEM BRUTA	88	58	30	52%
Despesa Operacional (PMSO)	(26)	(29)	3	(10%)
EBITDA	62	29	33	114%
Depreciação	(27)	(27)	-	-
Resultado Financeiro	(20)	(24)	4	(17%)
IR/CS	-	11	(11)	(100%)
LUCRO LÍQUIDO	15	(11)	26	(236%)

O segmento Renováveis encerrou o 1T21 com margem bruta de R\$ 250 milhões (+R\$ 92 milhões vs. 1T20) impactada positivamente pelas hidráulicas (+R\$ 62 milhões) em função da sazonalidade e efeito não recorrente da repactuação do GSF de Itapebi (Receita de +R\$ 37 milhões), além das eólicas (+R\$ 30 milhões) por maiores ventos e reajustes de contratos.

As despesas operacionais encerraram o 1T21 em R\$ 46 milhões, -R\$ 10 milhões vs. 1T20 em função de uma contingência jurídica extraordinária de cunho tributário (R\$ 5 milhões) no 1T20 e R\$ 5 milhões de eficiência.

A equivalência patrimonial no trimestre foi de R\$ 10 milhões, explicada, principalmente, pelo efeito não recorrente da repactuação do GSF de Teles Pires (+R\$ 6 milhões).

O EBITDA do segmento Renováveis foi de R\$ 214 milhões (+R\$ 115 milhões vs. 1T20), pela boa performance tanto das hidros quanto das eólicas, já o lucro líquido foi de R\$ 101 milhões (+R\$ 96 milhões vs. 1T20).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	565	555	10	2%
Custos Com Energia	(389)	(419)	30	(7%)
Margem Bruta	176	136	40	29%
Despesa Operacional (PMSO)	(52)	(44)	(8)	18%
EBITDA	124	92	32	35%
Depreciação	(15)	(14)	(1)	7%
Resultado Financeiro	(17)	(28)	11	(39%)
IR CS	(17)	(11)	(6)	55%
LUCRO LÍQUIDO	75	39	36	92%

DRE TERMOVERNAMBUCO (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação		DRE NC (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%				R\$	%
Receita Líquida	300	273	27	10%	Receita Líquida	266	283	(17)	(6%)
Custos Com Energia	(142)	(164)	22	(13%)	Custos Com Energia	(248)	(255)	7	(3%)
Margem Bruta	158	109	49	45%	Margem Bruta	18	28	(10)	(36%)
Despesa Operacional (PMSO)	(39)	(34)	(5)	15%	Despesa Operacional (PMSO)	(12)	(10)	(2)	20%
EBITDA	119	75	44	59%	EBITDA	6	18	(12)	(67%)
Depreciação	(15)	(13)	(2)	15%	Depreciação	-	(1)	1	(100%)
Resultado Financeiro	(14)	(26)	12	(46%)	Resultado Financeiro	(3)	(3)	-	-
IR CS	(16)	(6)	(10)	167%	IR CS	(1)	(5)	4	(80%)
LUCRO LÍQUIDO	74	30	44	147%	LUCRO LÍQUIDO	2	9	(7)	(78%)

O segmento Liberalizado consolidou margem bruta de R\$ 176 milhões no 1T21, +R\$ 40 milhões vs. 1T20 explicada pelo resultado da Termopernambuco (+R\$ 49 milhões), influenciado pelo impacto do reajuste tarifário dolarizado.

As despesas operacionais foram de R\$ 52 milhões no 1T21 (+R\$ 8 milhões vs. 1T20), explicado pelo reajuste dos contratos de O&M de Termopernambuco e aumento do quadro de funcionários da NC.

O EBITDA de Liberalizado foi de R\$ 124 milhões no 1T21 (+R\$ 32 milhões) e o lucro líquido foi de R\$ 75 milhões no 1T21 (+R\$ 36 milhões).

3. EBITDA

Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

EBITDA (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.007	577	430	75%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(32)	(21)	(11)	52%
Despesas financeiras (C)	(578)	(461)	(117)	25%
Receitas financeiras (D)	163	133	30	23%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	33	14	19	136%
Imposto de renda e contribuição social (F)	(430)	(233)	(197)	85%
Depreciação e Amortização (G)	(433)	(380)	(53)	14%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	2.284	1.525	759	50%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	18	39	(21)	(54%)
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(426)	(329)	(97)	29%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	26	(24)	50	(208%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	136	58	78	134%
Variações monetárias e cambiais - outros	-	(11)	11	(100%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(50)	(46)	(4)	9%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(3)	4	(7)	(175%)
Obrigações pós emprego	(20)	(16)	(4)	25%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(37)	(13)	(24)	185%
Total	(382)	(314)	(68)	22%

O Resultado Financeiro da Neoenergia foi de -R\$ 382 milhões no 1T21, pior em R\$ 68 milhões vs. 1T20, variação explicada, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida (R\$ 97 milhões), amenizada pelo maior acréscimo moratório, reajustado por maior IGPM vs. 1T20.

5. INVESTIMENTOS

A Neoenergia fez investimento total de R\$ 1,8 bilhão no 1T21 nas companhias que consolida, conforme abaixo:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	1T21	1T20	Δ %
Redes	1.350	905	49%
Distribuidoras	873	670	30%
Transmissoras	477	235	103%
Renováveis	461	40	N/A
Liberalizado	12	19	(40%)
Holding	0	1	(100%)
TOTAL	1.822	965	89%

5.2. Redes

5.1.1. Distribuição

No 1T21, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 873 milhões, dos quais R\$ 590 milhões foram destinados à expansão de redes, R\$ 130 milhões à renovação de ativos e R\$ 112 milhões a projetos de combate a perdas, inadimplência e outros.

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)	   				CONSOLIDADO	
	1T21				1T21	
Expansão de Rede	(343)	(78)	(44)	(125)	(590)	63%
Programa Luz para Todos	(116)	-	-	-	(116)	
Novas Ligações	(125)	(68)	(22)	(60)	(276)	
Novas SE's e RD's	(102)	(10)	(21)	(65)	(199)	
Renovação de Ativos	(49)	(25)	(15)	(41)	(130)	15%
Melhoria da Rede	(47)	(14)	(7)	(12)	(81)	9%
Perdas e Inadimplência	(35)	(19)	(5)	(5)	(64)	7%
Outros	(23)	(10)	(4)	(11)	(48)	6%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(83)	(45)	(9)	(27)	(165)	
(=) Investimento Bruto	(580)	(191)	(84)	(222)	(1.078)	
SUBVENÇÕES	5	3	0	31	40	
(=) Investimento Líquido	(575)	(188)	(84)	(191)	(1.038)	
Movimentação Material (Estoque x Obra)	83	45	9	27	165	
(=) CAPEX	(492)	(143)	(75)	(164)	(873)	
BAR	(23)	(10)	(4)	(11)	(48)	5%
BRR	(474)	(136)	(71)	(183)	(864)	95%

5.1.2. Transmissão

No 1T21, o Capex das transmissoras foi de R\$ 477 milhões, R\$ 242 milhões acima do 1T20.

Vale destacar os avanços nas obras dos 2 últimos trechos em construção do lote de Dourados (leilão de abril de 2017), assim como dos lotes arrematados em dezembro de 2017. Já os lotes do leilão de dezembro de 2018 estão com 100% dos equipamentos principais, cabos e torres já contratados e em processo de licenciamento ambiental.

5.2. Renováveis

5.2.1. Parques Eólicos

Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R\$ 416 milhões no 1T21:

- (i) Complexo Chafariz: 100% do Capex contratado. Contrato de conexão com a empresa de transmissão já celebrado e montagem dos 136 aerogeradores já iniciada; e
- (ii) Complexo Oitis: obras já iniciadas no 4T20.

5.2.2. Usinas Hidrelétricas

Investimentos na ordem de R\$ 45 milhões no 1T21, destaque para R\$ 37 milhões de reconhecimento no ativo intangível de Itapebi decorrente do acordo GSF.

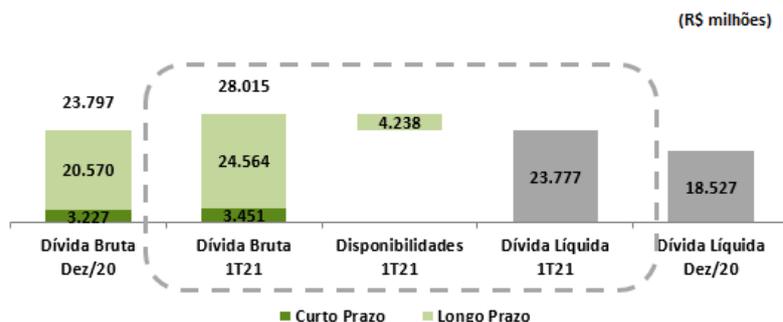
5.3. Liberalizado

A Termopernambuco realizou investimentos de R\$ 11 milhões no 1T21, 41% inferior ao realizado no 1T20, quando foi realizada a compra de equipamentos para a Major Inspection.

6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em março de 2021, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros, atingiu R\$ 28.015 milhões (dívida líquida R\$ 23.777 milhões), apresentando um aumento de 18% (R\$ 4.218 milhões) em relação a dezembro de 2020, com destaque para o financiamento de R\$2,5 bilhões relativos à aquisição de CEB-D. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 88% da dívida contabilizada no longo prazo e 12% no curto prazo.

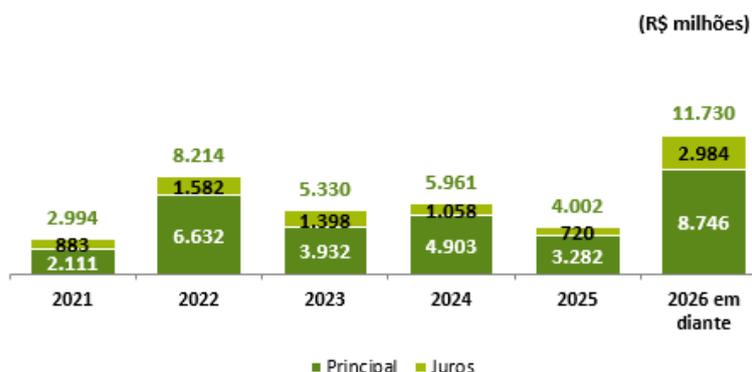


O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 2,85 em 31 de dezembro de 2020 para 3,28x em 31 de março de 2021.



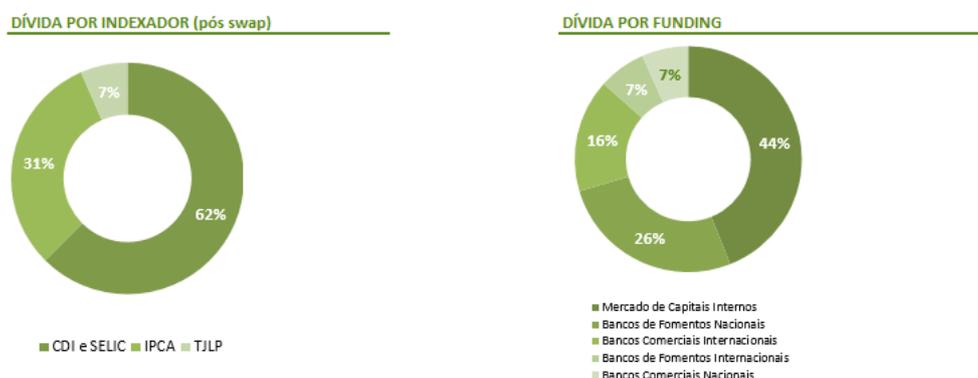
6.2 Cronograma de amortização das dívidas

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 março de 2021. O prazo médio do endividamento da Neoenergia em março de 2021 foi de 4,56 anos (vs. 4,66 anos em dezembro de 2020). Vale destacar o incremento pontual na amortização de 2022 da ordem de R\$ 2,5 bilhões relativo ao empréstimo ponte para aquisição da CEB-D.



6.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidada no 1T21 foi de 4,9% (vs. 4,7% em dezembro de 2020).



No 1T21 captamos um total de R\$ 4.792 milhões. Destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

- (i) Liberação de três linhas 4131, junto ao Scotia, assinadas em dezembro de 2020, em um montante total de R\$ 500 milhões (R\$ 400 milhões para Celpe e R\$ 100 milhões para Cosern), prazo de 3 anos;
- (ii) Contratação de 4131 junto ao MUFG para a Coelba, no valor de R\$ 200 milhões, prazo de 1 ano;
- (iii) 3ª liberação do BNDES para Neoenergia Dourados no valor de R\$ 53 milhões, prazo de 24 anos;
- (iv) Contratação de 4131 junto ao BOFA para a Coelba, no valor de R\$ 200 milhões, prazo de 3 anos;
- (v) Financiamento do BNDES para a Celpe, no valor de R\$ 286 milhões, prazo de até 20 anos;
- (vi) Contratação de 4131 junto ao BNP para a Neoenergia, no valor de R\$ 500 milhões, prazo de 1,1 ano;
- (vii) Desembolso de R\$ 2.000 milhões referentes à 7ª Emissão de Debêntures da Neoenergia, prazo de 1,6 ano;
- (viii) Financiamento do BNDES para a Coelba, no valor de R\$ 640 milhões, prazo de até 20 anos;
- (ix) Liberação do BNB para Chafariz 6 no valor de R\$ 13 milhões com prazo de 24 anos;
- (x) Liberação de duas linhas 4131, junto ao Santander, em um montante total de R\$ 400 milhões (R\$ 200 milhões para Elektro e R\$ 200 milhões para CEB), prazo de 5 anos;

7. RATING

Em 30 de março de 2021, a Standard & Poor's – S&P reafirmou o rating da Neoenergia e suas distribuidoras em "BB-" na Escala Global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil, limitadas ao rating soberano.

8. MERCADO DE CAPITAIS

Em 31 de março de 2021, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 20,2 bilhões com as ações cotadas a R\$ 16,65, representando valorização de 6,4% desde o IPO que aconteceu em 01 de julho de 2019. Com relação ao 1T21, as ações apresentaram desvalorização de 5,5%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo.



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

Mercado de capitais	IPO	1T21
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	16,65
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	20.210

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

9. OUTROS TEMAS

9.1. Clientes Baixa Renda

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	1T21						1T20					
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASIL	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASIL
Convencional	10.409	3.942	2.383	959	2.172	953	9.785	4.114	2.484	1.004	2.183	-
Baixa Renda	3.233	1.577	1.054	357	234	12	2.610	1.284	867	290	168	-
Total	13.642	5.519	3.436	1.316	2.406	965	12.394	5.398	3.351	1.294	2.351	-

9.2. Processos Tarifários

9.2.1. Reajuste Tarifário Anual – Coelba e Cosern

A Aneel, em 22 de abril de 2021, aprovou os reajustes tarifários da Coelba com efeito médio para o consumidor de 8,98%, e da Cosern com efeito médio para o consumidor de 8,96%, vigentes desde então.

O uso dos créditos tributários referentes ao trânsito em julgado da exclusão do ICMS da base do PIS/Cofins e a antecipação da reversão para modicidade tarifária das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente reativo

constituídas até mar/21, contribuíram para redução do efeito médio para o consumidor, enquanto o reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 22 de abril de 2021.

COELBA

A variação da Parcela A foi de 18,52%, totalizando R\$ 6.117,6 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 53,02% nos custos de transmissão e 7,34% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 202,91/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 29,90% (R\$ 4.496,9 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 31,10%, deduzida do Fator X, de 1,20%.

COSERN

A variação da Parcela A foi de 16,18%, totalizando R\$ 1.710,1 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 50,39% dos custos de transmissão e 8,46% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 221,32/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 30,63%, (R\$ 1.011,9 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 31,10%, deduzida do Fator X, de 0,47%.

9.2.2. Revisão Tarifária Periódica - Celpe

A Aneel, em 27 de abril de 2021, aprovou a 5ª Revisão Tarifária Periódica Celpe, com efeito médio para o consumidor de +8,99%, em vigor a partir de 29 de abril de 2021.

O uso dos créditos tributários referentes ao trânsito em julgado da exclusão do ICMS da base do PIS/Cofins, assim como o reperfilamento da Rede Básica e a Conta-Covid contribuíram para redução do efeito médio ao consumidor.

A Parcela B, já líquida de outras receitas, atingiu R\$ 1.961 milhões (+9,3% considerando o mercado dos últimos 12 meses, já descontando receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos). O reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 29 de abril de 2021. Para a Base de Remuneração Líquida, o valor aprovado foi de R\$ 5.648 milhões, a valores de abril de 2021, refletido o reconhecimento integral dos investimentos realizados. Quanto às Perdas Totais Regulatórias reconhecidas na tarifa, a Aneel estabeleceu o percentual de 15,1% sobre a energia injetada.

10. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia s.a., apresenta os resultados do 1T21 a partir de análises gerenciais que a administração entende traduzir da melhor forma o negócio da companhia, conciliada com os padrões internacionais de demonstrações financeiras (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual	Ano anterior	Correspondência nas Notas Explicativas
	Trimestre	Trimestre	
(+) Receita líquida	8.997	6.920	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(323)	(71)	Nota 5
(-) Outras receitas	(111)	(86)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(5)	0	Nota 5.4
(+) Receita de operação e manutenção	10	6	Nota 5.4
(+) Operações fotovoltaicas	5	0	Nota 5.4
(+) Outras receitas - Outras receitas	7	8	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	8.580	6.777	
(+) Custos com energia elétrica	(4.248)	(3.291)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(95)	(138)	Nota 7
(+) Custos de construção	(1.372)	(1.030)	Demonstrações de resultado
= Custo com Energia	(5.715)	(4.459)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	323	71	Nota 5
= MARGEM BRUTA	3.188	2.389	
(+) Custos de operação	(923)	(935)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(77)	(69)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(375)	(298)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	95	138	Nota 7
(-) Depreciação	385	339	Nota 7
(+) Outras receitas	111	86	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	5	0	Nota 5.4
(-) Receita de operação e manutenção	(10)	(6)	Nota 5.4
(-) Operações fotovoltaicas	(5)	0	Nota 5.4
(-) Outras receitas - Outras receitas	(7)	(8)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(801)	(753)	
(+) PECLD	(113)	(108)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	10	(3)	Demonstrações de resultado
EBITDA	2.284	1.525	
(+) Depreciação e Amortização	(433)	(380)	Demonstrações de resultado e Nota 7
(+) Resultado Financeiro	(382)	(314)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(430)	(233)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(32)	(21)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.007	577	Demonstrações de resultado

ANEXO I – Ativos Eólicos em Construção

No quadro a seguir estão listados os parques eólicos em construção com participação de 100% da Neoenergia (data base 31/03/2021):

Eólicas em construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Autorização	Data do Vencimento
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,3	26/06/2018	25/06/2053
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	16,5	26/06/2018	25/06/2053
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,65	17,4	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,19	15,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,3	21/06/2018	20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	17,2	26/06/2018	25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,79	10,2	26/06/2018	25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,8	05/02/2019	04/02/2054
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,65	17,8	05/02/2019	04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,65	16,6	05/02/2019	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,26	11,6	05/02/2019	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,65	17,2	05/02/2019	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,86	5,8	05/02/2019	04/02/2054
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocência	49,50	26,1	29/11/2019	28/11/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocência	49,50	25,5	29/11/2019	28/11/2054
OITIS ACL (10 parques)	100%	PI/BA	Dom Inocência e Casa Nova	467,50		24/12/2019	23/12/2054

Oitis ACL, a Garantia Física (Energia Assegurada) ainda não foi publicada

Foi publicada nova GF dos parques Canoas 2 e 4, Chafariz 1 a 3, 6 e 7, Lagoa 3 e 4, conforme Portaria nº 262, de 10 de setembro de 2019, publicada no diário oficial da união.

Fotovoltaicas em Construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MWp)	Capacidade Instalada (MW)	Data da Autorização	Data do Vencimento
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74,64	59,87	29/05/2020	28/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74,64	59,87	29/05/2020	28/05/2055

ANEXO II – Quadros Gerenciais por Segmentos

No quadro a seguir estão listados os parques eólicos em construção com participação de 100% da Neoenergia (data base 31/03/2021):

DRE (R\$ MM)	REDES				RENOVÁVEIS			
	1T21	1T20	Variação		1T21	1T20	Variação	
			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2.765	2.100	665	32%	250	158	92	58%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(652)	(631)	(21)	3%	(46)	(56)	10	-18%
(-) PECLD	(113)	(108)	(5)	5%	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	10	(3)	13	-433%
EBITDA	2.000	1.361	639	47%	214	99	115	116%
Depreciação	(325)	(280)	(45)	16%	(46)	(46)	-	0%
Resultado Financeiro	(314)	(259)	(55)	21%	(38)	(42)	4	-10%
IR/CS	(381)	(210)	(171)	81%	(29)	(6)	(23)	383%
LUCRO LÍQUIDO	980	612	368	60%	101	5	96	1920%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO				OUTROS			
	1T21	1T20	Variação		1T21	1T20	Variação	
			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	176	136	40	29%	(3)	(5)	2	-40%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(52)	(44)	(8)	18%	(51)	(22)	(29)	132%
EBITDA	124	92	32	35%	(54)	(27)	(27)	100%
Depreciação	(15)	(14)	(1)	7%	(47)	(40)	(7)	18%
Resultado Financeiro	(17)	(28)	11	-39%	(13)	15	(28)	-187%
IR/CS	(17)	(11)	(6)	55%	(3)	(6)	3	-50%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	(32)	(21)	(11)	52%
LUCRO LÍQUIDO	75	39	36	92%	(149)	(79)	(70)	89%



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)