

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	4
Demonstração do Resultado Abrangente	5
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	6

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 31/03/2025	8
DMPL - 01/01/2024 à 31/03/2024	9
Demonstração de Valor Adicionado	10

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	11
Balanço Patrimonial Passivo	12
Demonstração do Resultado	14
Demonstração do Resultado Abrangente	15
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	16

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 31/03/2025	18
DMPL - 01/01/2024 à 31/03/2024	19
Demonstração de Valor Adicionado	20

Comentário do Desempenho	21
--------------------------	----

Notas Explicativas	53
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Com Ressalva	117
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	119
Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não)	120
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	121
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	123

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2025
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	464.180.812
Preferenciais	0
Total	464.180.812
Em Tesouraria	
Ordinárias	14.166
Preferenciais	0
Total	14.166
#Error	
#Error	

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	19.080.802	18.362.083
1.01	Ativo Circulante	636.878	1.046.603
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	260.936	567.337
1.01.03	Contas a Receber	255.403	345.000
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	255.403	345.000
1.01.03.02.01	Contas a receber com partes relacionadas	255.403	345.000
1.01.06	Tributos a Recuperar	1.359	7.404
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	1.359	7.404
1.01.07	Despesas Antecipadas	2.930	2.311
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	116.250	124.551
1.01.08.03	Outros	116.250	124.551
1.01.08.03.01	Adiantamentos	339	287
1.01.08.03.03	Outros Ativos	0	5
1.01.08.03.04	Dividendos a receber	115.882	115.882
1.01.08.03.05	Caixa restrito	29	29
1.01.08.03.06	Derivativos	0	8.348
1.02	Ativo Não Circulante	18.443.924	17.315.480
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	5.421.461	5.340.662
1.02.01.04	Contas a Receber	5.415.881	5.335.062
1.02.01.04.02	Debêntures - partes relacionadas	5.415.881	5.335.062
1.02.01.08	Despesas Antecipadas	107	132
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	5.473	5.468
1.02.01.10.03	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	6	6
1.02.01.10.04	Depósitos judiciais	5.467	5.462
1.02.02	Investimentos	12.932.607	11.909.897
1.02.02.01	Participações Societárias	12.932.607	11.909.897
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	12.932.607	11.909.897
1.02.03	Imobilizado	31.291	23.596
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	31.291	23.596
1.02.03.01.01	Imobilizado	31.291	23.596
1.02.04	Intangível	58.565	41.325
1.02.04.01	Intangíveis	58.565	41.325
1.02.04.01.02	Intangível	40.241	36.107
1.02.04.01.03	Direito de Uso	18.324	5.218

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	19.080.802	18.362.083
2.01	Passivo Circulante	319.692	262.852
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	24.457	53.300
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	24.457	53.300
2.01.02	Fornecedores	26.851	15.239
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	26.851	15.239
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	243.985	173.709
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	55.721	49.304
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	55.721	49.304
2.01.04.02	Debêntures	188.264	124.405
2.01.05	Outras Obrigações	24.399	20.604
2.01.05.02	Outros	24.399	20.604
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	14	14
2.01.05.02.03	Obrigações por Pagamentos Baseados em Ações	3.364	0
2.01.05.02.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	5.821	11.621
2.01.05.02.06	Arrendamentos mercantis	2.831	3.677
2.01.05.02.07	Outras obrigações	2.805	2.805
2.01.05.02.08	Contas a pagas - Partes relacionadas	9.564	2.487
2.02	Passivo Não Circulante	7.442.545	7.408.161
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	7.369.087	7.357.464
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	181.891	190.270
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	181.891	190.270
2.02.01.02	Debêntures	7.187.196	7.167.194
2.02.02	Outras Obrigações	69.913	47.260
2.02.02.02	Outros	69.913	47.260
2.02.02.02.04	Arrendamentos mercantis	18.273	2.740
2.02.02.02.05	Outras obrigações	51.640	44.520
2.02.04	Provisões	3.545	3.437
2.02.04.02	Outras Provisões	3.545	3.437
2.02.04.02.04	Provisão para contingências	3.545	3.437
2.03	Patrimônio Líquido	11.318.565	10.691.070
2.03.01	Capital Social Realizado	11.971.588	11.971.561
2.03.02	Reservas de Capital	-869.689	-667.983
2.03.02.07	Ajuste acumulado de conversão	155.798	357.708
2.03.02.08	Reserva de capital	-1.025.487	-1.025.691
2.03.04	Reservas de Lucros	0	19.487
2.03.04.01	Reserva Legal	0	19.487
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	216.666	-631.995

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício	Anterior
		01/01/2025 à 31/03/2025	01/01/2024 à 31/03/2024
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	832.731	-185.766
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-13.785	-70.899
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-2.944	-148
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	849.460	-114.719
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	832.731	-185.766
3.06	Resultado Financeiro	-3.557	-49.857
3.06.01	Receitas Financeiras	340.137	49.292
3.06.02	Despesas Financeiras	-343.694	-99.149
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	829.174	-235.623
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	829.174	-235.623
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	829.174	-235.623
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	1,79	-0,98
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	1,78	-0,96

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
4.01	Lucro Líquido do Período	829.174	-235.623
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-201.910	10.993
4.02.01	Ajuste de conversão	-201.910	10.993
4.03	Resultado Abrangente do Período	627.264	-224.630

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	61.013	-76.393
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-17.648	-60.559
6.01.01.01	Lucro líquido (Prejuízo) líquido do período	829.174	-235.623
6.01.01.02	Equivalência patrimonial	-849.460	114.719
6.01.01.03	Rendimento de aplicações financeiras	0	-17.078
6.01.01.05	Juros sobre arrendamento	0	316
6.01.01.06	Variação cambial não realizada	-8.457	1.061
6.01.01.07	Provisão para contingências constituídas	108	141
6.01.01.08	Depreciação do imobilizado	708	522
6.01.01.09	Amortização do intangível	2.319	1.207
6.01.01.10	Amortização de direito de uso	2.558	783
6.01.01.11	Atualização monetária - Debêntures e swap taxa de juros - Debêntures	20.734	18.135
6.01.01.12	Juros de dívida	266.429	66.195
6.01.01.13	Ajuste a valor presente	4.179	-1.176
6.01.01.14	Despesas antecipadas apropriadas no período	4.296	4.022
6.01.01.15	Transações com pagamentos baseados em ações	3.568	4.833
6.01.01.16	Custos apropriados – debêntures	22.674	12.229
6.01.01.17	Receita de juros com debêntures - Partes relacionadas	-242.960	-30.845
6.01.01.18	Derivativos não realizados	-76.461	0
6.01.01.19	Atualização earn-out antigo controlador	2.943	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	78.661	-15.834
6.01.02.01	Imposto de renda, contribuição social a recuperar	6.116	-5.824
6.01.02.02	Outros impostos a recuperar	-71	364
6.01.02.03	Outros ativos	5	8
6.01.02.04	Fornecedores	11.612	296
6.01.02.06	Depósitos judiciais	-5	1.299
6.01.02.07	Despesas antecipadas	-4.890	-7.090
6.01.02.08	Obrigações trabalhistas	-28.843	-739
6.01.02.09	Adiantamentos	-52	-589
6.01.02.10	Outras obrigações	-2	1.083
6.01.02.11	Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	99.101	-10.519
6.01.02.12	Imposto de renda e contribuição social a recolher	-4.137	0
6.01.02.13	Outros impostos a recolher	-1.663	5.877
6.01.02.14	Derivativos de óleo	1.490	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-230.302	-512.200
6.02.01	Aplicações financeiras	0	17.078
6.02.02	Aumento de capital social em controlada	-375.160	-290.000
6.02.03	Aquisição de imobilizado	-9.366	-2.356
6.02.04	Aquisição de intangível	-5.490	-2.528
6.02.07	Caixa restrito	0	-1.708
6.02.08	Dividendos recebidos	0	245.000
6.02.09	Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas	0	28.562
6.02.10	Debêntures emitidas - partes relacionadas	0	-500.000
6.02.11	Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	159.714	30.361

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
6.02.12	Valores a pagar por aquisições	0	-36.609
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-137.100	-44.061
6.03.01	Pagamento de passivo de arrendamento	-2.845	-1.081
6.03.02	Emissão de debêntures	0	900.000
6.03.03	Custo de transação	0	-13.466
6.03.04	Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	-134.282	-35.794
6.03.05	Amortização principal - empréstimos e debêntures	0	-900.000
6.03.06	Aumento de capital social	27	6.280
6.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	-12	3
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-306.401	-632.651
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	567.337	876.332
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	260.936	243.681

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 31/03/2025

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	11.971.561	-1.193.090	19.487	-631.995	357.708	10.523.671
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	11.971.561	-1.193.090	19.487	-631.995	357.708	10.523.671
5.04	Transações de Capital com os Sócios	27	204	-19.487	19.487	0	231
5.04.03	Opções Outorgadas Reconhecidas	0	0	-19.487	19.487	0	0
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	27	204	0	0	0	231
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	829.174	-201.910	627.264
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	829.174	0	829.174
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-201.910	-201.910
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-201.910	-201.910
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	11.971.588	-1.192.886	0	216.666	155.798	11.151.166

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 31/03/2024

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	5.055.783	335.834	19.487	0	81.333	5.492.437
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	5.055.783	335.834	19.487	0	81.333	5.492.437
5.04	Transações de Capital com os Sócios	6.280	4.833	0	0	0	11.113
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	6.280	4.833	0	0	0	11.113
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-235.623	10.993	-224.630
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-235.623	0	-235.623
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	10.993	10.993
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	10.993	10.993
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	5.062.063	340.667	19.487	-235.623	92.326	5.278.920

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício	Anterior
		01/01/2025 à 31/03/2025	01/01/2024 à 31/03/2024
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-8.535	-16.451
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-8.535	-16.451
7.03	Valor Adicionado Bruto	-8.535	-16.451
7.04	Retenções	-5.585	-2.512
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-5.585	-2.512
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-14.120	-18.963
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	1.189.597	-65.427
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	849.460	-114.719
7.06.02	Receitas Financeiras	340.137	49.292
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.175.477	-84.390
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.175.477	-84.390
7.08.01	Pessoal	-236	40.715
7.08.01.01	Remuneração Direta	-6.780	34.224
7.08.01.02	Benefícios	4.577	4.415
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.967	2.076
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	6.304	10.476
7.08.02.01	Federais	6.304	10.476
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	340.235	100.042
7.08.03.01	Juros	288.987	69.188
7.08.03.02	Aluguéis	-6.637	300
7.08.03.03	Outras	57.885	30.554
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	829.174	-235.623
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	829.174	-235.623

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	43.181.058	44.463.747
1.01	Ativo Circulante	7.229.894	9.205.489
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	2.694.545	3.171.958
1.01.02	Aplicações Financeiras	1.676.964	2.478.729
1.01.02.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	1.676.964	2.478.729
1.01.03	Contas a Receber	265.319	337.409
1.01.03.01	Clientes	265.319	337.409
1.01.04	Estoques	1.064.288	940.407
1.01.06	Tributos a Recuperar	710.905	800.921
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	710.905	800.921
1.01.07	Despesas Antecipadas	156.334	153.954
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	661.539	1.322.111
1.01.08.01	Ativos Não-Correntes a Venda	0	526.948
1.01.08.03	Outros	661.539	795.163
1.01.08.03.01	Adiantamentos	225.918	193.422
1.01.08.03.02	Derivativos	64.033	67.899
1.01.08.03.03	Ativo mantido para venda	173.676	169.223
1.01.08.03.04	Outros Ativos	96.762	113.860
1.01.08.03.05	Caixa restrito	32.241	30.622
1.01.08.03.06	Créditos a receber	68.909	220.137
1.02	Ativo Não Circulante	35.951.164	35.258.258
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	7.062.933	7.234.960
1.02.01.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	2.871.100	3.221.519
1.02.01.08	Despesas Antecipadas	6.237	10.714
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	4.185.596	4.002.727
1.02.01.10.03	Caixa restrito	412.254	414.189
1.02.01.10.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	132.931	125.886
1.02.01.10.05	Depósitos judiciais	8.319	8.300
1.02.01.10.06	Outros ativos	17.597	19.297
1.02.01.10.07	Imposto de renda e contribuição social diferidos	674.724	1.054.977
1.02.01.10.08	Derivativos	0	35.607
1.02.01.10.09	Estoque	91.607	76.075
1.02.01.10.10	Créditos a receber	2.298.778	2.268.396
1.02.01.10.11	Créditos com parceiros	549.386	0
1.02.02	Investimentos	1.600	1.600
1.02.02.02	Propriedades para Investimento	1.600	1.600
1.02.02.02.01	Adiantamento para cessão de blocos	1.600	1.600
1.02.03	Imobilizado	15.990.914	14.837.652
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	15.990.914	14.837.652
1.02.04	Intangível	12.895.717	13.184.046
1.02.04.01	Intangíveis	12.895.717	13.184.046
1.02.04.01.02	Intangível	8.551.281	8.695.830
1.02.04.01.03	Direito de Uso	4.344.436	4.488.216

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	43.181.058	44.463.747
2.01	Passivo Circulante	5.161.512	5.438.248
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	98.881	188.125
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	98.881	188.125
2.01.02	Fornecedores	2.398.290	2.402.869
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	2.013.883	1.919.894
2.01.02.01.02	Fornecedores nacionais	2.013.883	1.919.894
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	384.407	482.975
2.01.03	Obrigações Fiscais	69.270	120.444
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	69.270	120.444
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	69.270	120.444
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	582.190	941.440
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	332.745	668.577
2.01.04.02	Debêntures	249.445	272.863
2.01.05	Outras Obrigações	1.943.458	1.750.209
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	10.918	21.534
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	10.918	21.534
2.01.05.02	Outros	1.932.540	1.728.675
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	14	14
2.01.05.02.03	Obrigações por Pagamentos Baseados em Ações	5.625	0
2.01.05.02.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	87.707	113.739
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	189.493	0
2.01.05.02.06	Arrendamentos mercantis	258.125	365.556
2.01.05.02.07	Passivo mantido para venda	32.625	28.172
2.01.05.02.08	Outras obrigações	255.123	258.123
2.01.05.02.09	Derivativos	49.151	22.627
2.01.05.02.10	Valores a pagar por aquisições	1.054.677	940.444
2.01.06	Provisões	69.423	35.161
2.01.06.02	Outras Provisões	69.423	35.161
2.01.06.02.04	Provisões para pagamento de royalties	69.423	35.161
2.02	Passivo Não Circulante	26.868.380	28.501.828
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	17.109.521	18.002.620
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	3.477.819	3.609.989
2.02.01.02	Debêntures	13.631.702	14.392.631
2.02.02	Outras Obrigações	5.461.190	6.518.526
2.02.02.02	Outros	5.461.190	6.518.526
2.02.02.02.03	Arrendamentos mercantis	3.861.370	4.150.336
2.02.02.02.04	Outras obrigações	118.987	111.865
2.02.02.02.05	Valores a pagar por aquisições	833.380	1.483.356
2.02.02.02.06	Derivativos	0	23.638
2.02.02.02.07	Fornecedores	647.453	749.331
2.02.03	Tributos Diferidos	640.860	652.212
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	640.860	652.212
2.02.04	Provisões	3.656.809	3.328.470

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2.02.04.02	Outras Provisões	3.656.809	3.328.470
2.02.04.02.04	Provisão para abandono de poços	3.652.764	3.324.911
2.02.04.02.05	Provisão para contingências	4.045	3.559
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	11.151.166	10.523.671
2.03.01	Capital Social Realizado	11.971.588	11.971.561
2.03.02	Reservas de Capital	-1.037.088	-835.382
2.03.02.07	Ajuste acumulado de conversão	155.798	357.708
2.03.02.08	Reserva de capital	-1.192.886	-1.193.090
2.03.04	Reservas de Lucros	0	19.487
2.03.04.01	Reserva Legal	0	19.487
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	216.666	-631.995

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.874.319	2.007.601
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.943.860	-1.356.479
3.03	Resultado Bruto	930.459	651.122
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-264.497	-144.656
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-163.891	-136.474
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	-23.235	0
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-77.371	-8.182
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	665.962	506.466
3.06	Resultado Financeiro	588.835	-765.401
3.06.01	Receitas Financeiras	1.571.805	117.388
3.06.02	Despesas Financeiras	-982.970	-882.789
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	1.254.797	-258.935
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-425.623	29.049
3.08.01	Corrente	-57.006	-73.537
3.08.02	Diferido	-368.617	102.586
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	829.174	-229.886
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	829.174	-229.886
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	829.174	-235.623
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	0	5.737
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	1,79	-0,98
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	1,78	-0,96

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	829.174	-229.886
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-201.910	10.993
4.02.01	Ajuste de conversão	-201.910	10.993
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	627.264	-218.893
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	627.264	-218.893

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	808.573	113.702
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	1.173.259	852.534
6.01.01.01	Lucro líquido (prejuízo) do período	829.174	-229.886
6.01.01.02	Rendimento de aplicação financeira	-114.811	-88.755
6.01.01.03	Remensuração da provisão de abandono	1.442	0
6.01.01.04	Juros sobre arrendamentos	0	1.430
6.01.01.05	Juros de dívida	429.177	307.244
6.01.01.06	Atualização earn-out antigo controlador	2.943	0
6.01.01.07	Derivativos não realizados	-315.124	117.740
6.01.01.08	Variação cambial não realizada	-586.140	142.392
6.01.01.09	Provisões para contingências	486	144
6.01.01.10	Atualização monetária - debêntures	-187.162	173.955
6.01.01.11	Baixa de passivo de arrendamento	-34.644	0
6.01.01.12	Despesas antecipadas apropriadas no período	69.187	48.713
6.01.01.13	Atualização do valor presente da provisão para abandono	59.601	30.823
6.01.01.14	Depreciação do imobilizado, Amortização do intangível e direito de uso	462.054	218.107
6.01.01.15	Apropriação de seguro resultado financeiro	5.443	0
6.01.01.16	Custos apropriados – debêntures	24.601	141.381
6.01.01.17	Imposto de renda e contribuição social diferidos	425.623	-29.049
6.01.01.18	Transações com pagamentos baseados em ações	5.829	4.833
6.01.01.19	Ajuste a valor presente	131.108	13.462
6.01.01.20	Receita de juros de empréstimos	-35.528	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-333.089	-664.633
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	72.090	25.593
6.01.02.02	Outros impostos a recuperar	50.957	-65.803
6.01.02.03	Outros ativos	30.435	-1.406
6.01.02.04	Fornecedores	-213.586	-82.193
6.01.02.05	Créditos com parceiros	-22.438	0
6.01.02.06	Depósitos judiciais	-19	1.469
6.01.02.07	Despesas antecipadas	-72.533	-57.495
6.01.02.08	Obrigações trabalhistas	-89.244	-21.892
6.01.02.09	Provisão de royalties	34.262	-3.987
6.01.02.10	Estoque	-161.328	-132.632
6.01.02.11	Derivativos	3.528	6.257
6.01.02.12	Outras obrigações	175.139	2.032
6.01.02.13	Imposto de renda e contribuição social a recuperar	32.013	-51.657
6.01.02.14	Imposto de renda e contribuição social a recolher	-76.583	44.829
6.01.02.15	Adiantamentos	-32.496	-269.319
6.01.02.16	Gastos com abandono no período	-37.254	-64.211
6.01.02.17	Outros impostos a recolher	-26.032	5.782
6.01.03	Outros	-31.597	-74.199
6.01.03.01	Impostos pagos sobre o lucro	-31.597	-74.199
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-399.217	-501.428
6.02.01	Aplicações financeiras	920.609	40.241

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 31/03/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 31/03/2024
6.02.03	Aquisição de imobilizado	-860.917	-462.259
6.02.04	Aquisição de intangível	-8.630	-16.708
6.02.05	Caixa restrito	316	72.998
6.02.06	Valores a pagar por aquisições	-424.281	-135.700
6.02.07	Financiamentos concedidos	-26.314	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-883.417	-346.656
6.03.01	Custo de transação - empréstimos e debêntures	0	-84.550
6.03.02	Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	-537.966	-237.651
6.03.03	Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-788	-1.372
6.03.04	Pagamento de passivos de arrendamento	-117.691	-5.375
6.03.05	Emissão de debêntures	0	900.000
6.03.06	Amortização principal - empréstimos e debêntures	-505.010	-3.402.981
6.03.07	Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-10.357	-5.357
6.03.08	Aumento de capital social	27	6.280
6.03.09	Empréstimos captados	379.004	2.484.350
6.03.10	Derivativos (câmbio e dívidas)	-90.636	0
6.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	-3.352	131
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-477.413	-734.251
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	3.171.958	1.754.106
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	2.694.545	1.019.855

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 31/03/2025

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	11.971.561	-1.193.090	19.487	-631.995	357.708	10.523.671	0	10.523.671
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	11.971.561	-1.193.090	19.487	-631.995	357.708	10.523.671	0	10.523.671
5.04	Transações de Capital com os Sócios	27	204	-19.487	19.487	0	231	0	231
5.04.03	Opções Outorgadas Reconhecidas	0	0	-19.487	19.487	0	0	0	0
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	27	204	0	0	0	231	0	231
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	829.174	-201.910	627.264	0	627.264
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	829.174	0	829.174	0	829.174
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-201.910	-201.910	0	-201.910
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-201.910	-201.910	0	-201.910
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	11.971.588	-1.192.886	0	216.666	155.798	11.151.166	0	11.151.166

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 31/03/2024

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	5.055.783	335.834	19.487	0	81.333	5.492.437	72.653	5.565.090
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	5.055.783	335.834	19.487	0	81.333	5.492.437	72.653	5.565.090
5.04	Transações de Capital com os Sócios	6.280	4.833	0	0	0	11.113	0	11.113
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	6.280	4.833	0	0	0	11.113	0	11.113
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-235.623	10.993	-224.630	5.737	-218.893
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-235.623	0	-235.623	5.737	-229.886
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	10.993	10.993	0	10.993
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	10.993	10.993	0	10.993
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	5.062.063	340.667	19.487	-235.623	92.326	5.278.920	78.390	5.357.310

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício	Anterior
		01/01/2025 à 31/03/2025	01/01/2024 à 31/03/2024
7.01	Receitas	2.874.319	2.007.601
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.843.991	1.966.664
7.01.02	Outras Receitas	30.328	40.937
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.689.010	-1.177.132
7.02.01	Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos	-1.137.244	-726.211
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-551.766	-450.921
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.185.309	830.469
7.04	Retenções	-462.054	-218.107
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-462.054	-218.107
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	723.255	612.362
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	1.571.805	117.388
7.06.02	Receitas Financeiras	1.571.805	117.388
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.295.060	729.750
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.295.060	729.750
7.08.01	Pessoal	84.895	70.174
7.08.01.01	Remuneração Direta	54.949	54.730
7.08.01.02	Benefícios	19.667	10.669
7.08.01.03	F.G.T.S.	8.899	4.775
7.08.01.04	Outros	1.380	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	451.208	-12.147
7.08.02.01	Federais	448.673	-12.550
7.08.02.02	Estaduais	612	379
7.08.02.03	Municipais	1.923	24
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	929.783	901.609
7.08.03.01	Juros	619.441	319.250
7.08.03.02	Aluguéis	23.436	14.217
7.08.03.03	Outras	286.906	568.142
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	829.174	-229.886
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	829.174	-229.886

Comentário do Desempenho

Divulgação de Resultados 1T25

BRAVA



Comentário do Desempenho

Resultados I 1T25

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2025 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) apresenta os resultados referentes ao primeiro trimestre de 2025 (“1T25”). **As informações trimestrais do 1T25 serão apresentadas comparativamente às informações proforma trimestrais do 1T24, considerando a soma dos resultados de 3R Petroleum e Enauta antes da data efetiva de incorporação.**

Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à incorporação da Enauta Energia pela Companhia e visam ilustrar o impacto desta incorporação sobre informações financeiras e operacionais históricas da Companhia. Não há qualquer asseguração por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída em 1º de janeiro de 2024, assim como os dados quantitativos operacionais não fizeram parte do escopo de revisão dos auditores.

Os valores, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em Reais (R\$), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (CPC) e os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS).

Principais indicadores Proforma	1T25	1T24 proforma	Δ A/A	4T24	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	2.874,3	2.823,6	1,8%	1.949,8	47,4%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.070,0	1.243,6	(14,0%)	505,2	2,1x
Margem EBITDA Ajustada	37,2%	44,0%	(6,8 p.p.)	25,9%	11,3 p.p.
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	70,8	72,1	(1,7%)	39,4	80,0%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	58,5	55,9	4,7%	29,2	2,0x
Produção média diária de gás (kboe/dia)	12,3	16,2	(23,9%)	10,2	21,2%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	67,1	75,6	(11,2%)	68,9	(2,5%)
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	6,1	8,4	(27,4%)	6,9	(11,9%)
Lifting Cost (US\$/boe)	20,0	18,5	8,4%	17,5	14,3%
Lifting Cost (US\$/boe) – (ex-custo de afretamento)	17,3	16,0	7,8%	16,3	6,1%

¹corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. ² inclui transações *intercompany*.

DESTAQUES DO 1T25 E EVENTOS SUBSEQUENTES

Destaque operacional: nível recorde de produção em abril de 2025.

- **Produção de 70,8 mil boe/d no 1T25, seguida por recorde histórico de produção em abril de 2025:**
 - ✓ Produção de 82 mil boe/d em abril, +16% versus o 1T25, marcando o recorde histórico de produção;
 - ✓ **Crescimento ancorado em óleo:** produção de óleo alcançou 69 mil bbl/d em abril, +18% versus o 1T25.
- **Evolução operacional e ganho de escala**
 - ✓ Papa-Terra com maior eficiência de operação desde a retomada da produção no fim de 2024, alcançando em abril o melhor mês de produção desde dezembro de 2023: +35% versus 1T25;
 - ✓ Atlanta alcançou produção recorde em abril: 34 mil boe/d (100% do ativo), +45% versus 1T25;
 - ✓ Conclusão da conexão de mais 2 poços (4H e 5H) em Atlanta durante abril;
 - ✓ Conclusão do maior *offloading* da Companhia: 900 mil bbl em Atlanta;
 - ✓ Certificação de mais de 470MM de reservas 1P nos principais ativos da Companhia, sendo 92% óleo.

Comentário do Desempenho**Destaques financeiros**

- Receita Líquida somou R\$ 2.874,3 milhões, no 1T25, +47,4% T/T;
- EBITDA Ajustado de R\$ 1.070,0 milhões ou US\$182,8 milhões no 1T25, 2,1x maior na comparação T/T;
- Margem EBITDA Ajustada (incluindo *Mid&Downstream*) de 37,2% no 1T25, +11,3 p.p. T/T;
- *Lifting cost* total (sem afretamento) estável, com destaque para redução no segmento *onshore* pelo segundo trimestre consecutivo, atingindo US\$ 16,7 no 1T25;
- **Estrutura de capital:** posição de caixa sólida em US\$ 831 milhões ao fim do 1T25 após pré-pagamento de dívidas e pagamento de parcela de *earn-outs* referente a aquisições no período, que somaram US\$ 162 milhões, e emissão de US\$ 64 milhões em condições competitivas (*duration* de 2 anos e juros de 6,5% a.a.);
- Fluxo de caixa operacional¹ de ~R\$ 1 bilhão suportado pela forte evolução operacional no 1T25;

Outros destaques

- **Publicação do 1º Relatório Anual de Sustentabilidade da Brava**, refletindo o alinhamento de práticas e o histórico dos programas de sustentabilidade da 3R Petroleum e da Enauta
- **Posse do novo Diretor de Operações *Offshore***, em abril de 2025, passando o cargo a ser ocupado pelo Sr. Carlos Travassos, executivo com mais de 39 anos de experiência no setor, que acumula histórico em cargos de liderança na Braskem e Petrobras

Conferência em português	Conferência em inglês
13 de maio de 2025 (terça-feira)	
14:00 (BRT)	1:00 p.m. (US EDT)
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 11 4680 6788	+1 309 205 3325
+55 11 4632 2236	+1 312 626 6799
0800 878 3108	833 548 0276
0800 282 5751	833 548 0282
ID do webinar: 870 5650 1397	
Senha: 116137	
	
Acesso à Conferência de Resultados 1T25	
Clique aqui	

¹ Não considera contas a receber do parceiro em Papa-terra (Nova Técnica Energy) e ABEX realizado no período, impactado pelo FPSO Petrojarl.

Comentário do Desempenho

Mensagem da Administração

A Brava inicia o ano de 2025 alcançando recordes de produção e resultados. Os pilares estratégicos de nossa tese vêm se solidificando, realçando as inúmeras oportunidades inerentes ao nosso portfólio. De um lado, os ativos *onshore*, que nos permitem ter maior previsibilidade e flexibilidade para ajustar os projetos de investimento de acordo com a curva futura de petróleo. Do outro, os projetos *offshore* nos proporcionam escala e um grande potencial de incremento de produção. Nos últimos anos, direcionamos grande parte dos nossos recursos para a recuperação da integridade dos ativos recém adquiridos e à implementação de projetos complexos. **Após a conclusão dessa etapa, iniciamos o ano de 2025 com foco em garantir a estabilidade das operações, a eficiência na alocação de capital, a aceleração dos resultados e a desalavancagem da Companhia.**

Nas operações *onshore*, estamos otimizando custos de operação e reduzindo a necessidade de investimentos em infraestrutura, após intensa campanha de recuperação de integridade. A combinação desses fatores somada aos ganhos de eficiência e gradual aumento da produção garantirão um fluxo de caixa livre mais robusto. Nas operações *offshore*, obtivemos avanços nos dois maiores projetos: iniciamos a produção de mais dois poços em Atlanta no mês de abril e concluímos em março uma etapa importante de otimização no sistema de geração de energia em Papa-Terra, o que permitiu colocar em produção mais poços já conectados às unidades de produção no campo.

Nesse contexto, alcançamos uma produção diária recorde de 82 mil barris de óleo equivalente em abril de 2025, superando a média de produção do primeiro trimestre em 16%. Mesmo com os principais ativos *offshore* ainda em evolução, apresentando resultados de produção que ainda não refletem todo o potencial do segmento, alcançamos um EBITDA de USD 183 milhões no 1T25, com aumento de mais de 11 pontos percentuais de margem T/T. Até o fim do 2T25, vamos conectar mais dois poços em Atlanta, enquanto aguardamos a retomada de produção em Manati, após a conclusão da fase final de testes em execução pelo operador. Esses fatores devem contribuir para a renovação de recordes operacionais e resultados em 2025.

Sob o aspecto estratégico e financeiro, estamos direcionando nossos esforços aos projetos com maior rentabilidade e resiliência. Pela flexibilidade do portfólio combinado entre ativos *onshore* e *offshore*, a Companhia ajustou rapidamente o plano de negócios para o ano de 2025, postergando cerca de 15% dos investimentos originalmente previstos para o ano, no intuito de privilegiar a geração de caixa, sem impactar de forma relevante a produção, e proporcionar redução de alavancagem, mesmo em cenários de *Brent* mais desafiadores. Também estamos reduzindo em mais de 10% os custos com estrutura e desenvolvendo iniciativas para substituir parcial ou integralmente nossa posição como credora ao afretador do FPSO Atlanta (cerca de USD 410 milhões em recebíveis), com o objetivo de reforçar a liquidez e reduzir a alavancagem da Companhia.

Conforme recentemente anunciado ao mercado, a Companhia optou por encerrar as negociações relativas ao processo de desinvestimento de ativos *onshore* e de águas rasas. A referida decisão ocorre após alcançarmos recordes de produção e maior eficiência operacional dos ativos *onshore* da Bahia ao longo dos últimos trimestres, os quais fortalecem a posição estratégica da Companhia no segmento de gás e potencializam as sinergias de um portfólio integrado. Nesse contexto, a Administração reafirma sua convicção estratégica em manter um portfólio de ativos diversificado, mitigando os riscos inerentes à concentração de operações em projetos específicos, de forma a assegurar resiliência de produção em um mercado dinâmico.

Como evento subsequente ao fim do 1T25, divulgamos nosso relatório de sustentabilidade, refletindo o alinhamento de práticas e o histórico dos programas de sustentabilidade da 3R Petroleum e da Enauta. O documento contempla um balanço de iniciativas da Companhia em diversas áreas de atuação e atua como mais um pilar na formação da nossa cultura: somos movidos pelo sentimento de dono e temos muito orgulho de ter construído uma Companhia com relevância no setor e que apresenta resultados robustos em um curtíssimo espaço de tempo. Este é apenas o início de uma longa jornada para destravar todo o valor potencial do nosso portfólio. **Estamos avançando a passos largos, por isso deixamos um agradecimento especial aos colaboradores da Brava pelo empenho e dedicação nos últimos meses e aos nossos acionistas, credores, fornecedores e parceiros pelo suporte nessa caminhada.**

Comentário do Desempenho**ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa**

A Brava Energia está comprometida com a adoção e o aprimoramento contínuo das melhores práticas ambientais, sociais e de governança corporativa (ESG), reconhecendo esses pilares como fundamentais para a execução de sua estratégia de longo prazo e geração de valor sustentável.

Desde sua criação, a Brava promove continuamente a integração estruturada das práticas ESG anteriormente adotadas por 3R Petroleum e a Enauta Energia. Esse processo é conduzido com suporte do Conselho de Administração, do Comitê de Sustentabilidade e das diversas áreas da Companhia, reforçando o alinhamento estratégico e operacional em torno da agenda ESG.

No primeiro trimestre de 2025, a Companhia avançou significativamente nesse processo com a aprovação da nova Matriz de Materialidade, elaborada com base no princípio da dupla materialidade, nas Normas GRI e nas normas IFRS de divulgação de sustentabilidade. O processo incluiu *benchmark* com 13 empresas do setor, análises documentais, entrevistas com 31 *stakeholders* e consideração de estruturas de mercado e riscos financeiros. Foram identificados nove temas materiais prioritários: Mudanças Climáticas; Água e Efluentes; Gestão Ambiental; Segurança; Gestão de Talentos; Impacto Socioeconômico; Direitos Humanos; Ética e Integridade; e Gestão dos Ativos. Esses temas orientam os indicadores-chave de desempenho ESG da Companhia e fortalecem sua atuação responsável na transição energética.

Além disso, a Brava aprovou e publicou um conjunto robusto de políticas corporativas estruturantes, voltadas a governança, sustentabilidade, direitos humanos, integridade, saúde, segurança e meio ambiente, disponíveis [nesse link](#). Esses documentos reforçam o compromisso da Companhia com a transparência, o comportamento ético e o fortalecimento da cultura organizacional.

Neste período a Companhia também aderiu ao Pacto Global da ONU, comprometendo-se a implementar princípios universais de sustentabilidade e apoiar os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

Quanto à Governança, a Companhia publicou, em abril de 2025, o Relatório Anual e de Sustentabilidade 2024, refletindo o alinhamento de práticas e o histórico dos programas de sustentabilidade da 3R Petroleum e da Enauta. O Relatório consolida as informações de desempenho e gestão da Companhia ao longo do ano anterior, incluindo dados que abrangem o período pré-incorporação.

O documento foi elaborado com base nas Normas GRI, contemplando também os princípios do *Sustainability Accounting Standards Board (SASB)* para o setor de óleo e gás, as recomendações da *Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)* e o *framework* do Relato Integrado (IR) – todos já incorporados às normas do *International Sustainability Standards Board (ISSB)*, cuja adoção será obrigatória no Brasil a partir de 2026.

Ao longo do 1T25, a Companhia deu continuidade a diversas ações, como o lançamento do novo Canal de Denúncias Brava, visando aprimorar os mecanismos de escuta e resposta a eventuais irregularidades, e a realização de workshops temáticos sobre relações humanas e respeito no ambiente de trabalho, com foco em diversidade, assédio e comportamento ético, que reuniram mais de 300 colaboradores.

Sob a perspectiva ambiental, a Brava considera que um dos pilares da sua estratégia de mitigação climática é o controle das emissões de gases de efeito estufa (GEE), tanto nas operações diretas quanto na cadeia de valor. A gestão integrada de emissões foi fortalecida com a incorporação da Enauta Energia pela Companhia, consolidando as melhores práticas adotadas por ambas as empresas. Um exemplo concreto dessa abordagem é a avaliação em andamento sobre o uso de drones na

Comentário do Desempenho

identificação e correção de emissões fugitivas em dutos de ativos *onshore* — contribuindo para a eficiência operacional e mitigação de impactos ambientais.

O Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da Brava Energia consolida todos os ativos operacionais sob a abordagem de controle operacional. O inventário segue as diretrizes do Programa Brasileiro *GHG Protocol* e abrange os gases CO₂, CH₄, N₂O e HFCs, considerando os escopos 1 (emissões diretas), 2 (emissões indiretas por consumo de energia elétrica) e 3 (outras emissões indiretas associadas à cadeia de valor). A verificação será realizada por terceira parte independente, com base na norma ABNT NBR ISO 14064-3, e os primeiros dados foram divulgados em conjunto com o Relatório Anual e de Sustentabilidade 2024.

Essas iniciativas estão inseridas em uma estrutura robusta de governança climática, orientada por inovação e eficiência operacional. O objetivo é garantir a resiliência dos negócios frente aos riscos climáticos, ao mesmo tempo em que se captura valor a partir de oportunidades associadas à descarbonização.

Com o objetivo de promover a redução de resíduos e estimular práticas de consumo consciente, a Brava lançou a campanha #TerçouSemCopoDescartável, buscando reduzir o consumo de copos plásticos e incentivar o uso de garrafas e canecas reutilizáveis entre os colaboradores.

Já na esfera social, a Brava apoiou o maior hospital pediátrico do Brasil, referência nacional em pediatria, localizado em Curitiba. Com mais de 100 anos de história, o hospital atende anualmente mais de 300 mil crianças de todo o país, oferecendo tratamento em diversas especialidades médicas, como oncologia, cardiologia e neurologia, com 70% de sua capacidade destinada ao SUS. O apoio foi realizado por meio da Lei Federal de Apoio à Criança e ao Adolescente (FIA).

Vale destacar que a Companhia busca promover o bem-estar das comunidades onde atua e fomentar o desenvolvimento social por meio de projetos e iniciativas que priorizam a educação, os direitos humanos e o respeito socioambiental. No 1T25, a Brava deu início às atividades do Plano de Comunicação Social (PCS) e do Projeto de Educação Ambiental (PEA) nas comunidades da Bahia, marcando a retomada do ciclo do Programa INTERAGIR. As ações incluem a conscientização sobre a integridade de dutos, orientações sobre as operações da Companhia e a promoção do canal "Fale com a Gente". Neste início de ciclo, também foram apresentados os resultados do ano anterior e validado o plano de ação para 2025, com foco em temas como organização comunitária, sustentabilidade no campo, empreendedorismo comunitário e preservação da identidade cultural.

A Brava também patrocinou eventos como a "Corrida das Estações" na Bahia, Rio Grande do Norte e no Rio de Janeiro, incentivando a prática de esportes e à cultura, promovendo a qualidade de vida e a integração entre seus colaboradores e apoiou Dia Internacional da Mulher, promovendo um workshop sobre a diversidade e os impactos dos vieses inconscientes no trabalho.

Esses avanços reforçam o compromisso da Brava Energia com a governança, a integridade, a sustentabilidade e a preparação para os requisitos regulatórios nacionais e internacionais sobre os temas.

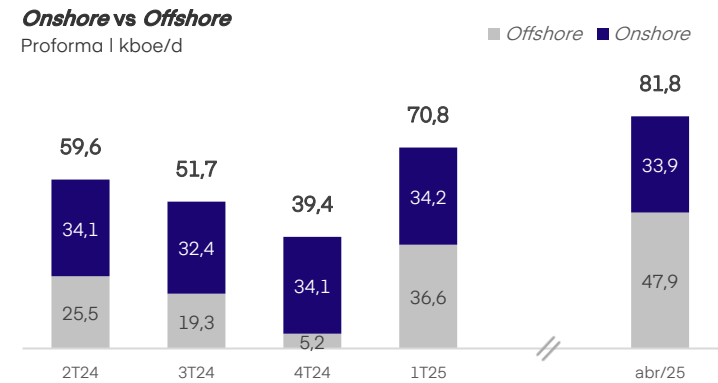
Comentário do Desempenho

Desempenho Operacional

Resultados Operacionais		2T24	3T24	4T24	1T25	T/T
Brent Médio ¹	US\$/bbl	84,9	80,3	74,7	75,7	1,3%
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	76,8	75,2	68,9	67,1	(2,5%)
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	7,8	7,3	6,9	6,1	(11,9%)
Dólar médio	-	5,21	5,54	5,84	5,85	0,3%
Dólar EoP	-	5,56	5,45	6,19	5,74	(7,3%)
Upstream						
Produção Total ³	kboe/d	59,6	51,7	39,4	70,8	80,0%
Onshore	kboe/d	34,1	32,4	34,1	34,2	0,4%
Offshore	kboe/d	25,5	19,3	5,2	36,6	7,0x
Óleo	kbbl/d	48,6	41,2	29,2	58,5	2,0x
Gás	kboe/d	11,0	10,5	10,2	12,3	21,2%
	MMm³/d	1.741,5	1.673,2	1.614,4	1.956,5	21,2%
Volume venda Óleo ²	MMbbl	4,0	3,2	2,8	5,2	87,2%
Volume venda Gás ²	MMm³	116,5	107,5	102,4	132,7	29,6%
Volume venda Total	MMboe	4,7	3,9	3,4	6,0	76,5%
Mid&Downstream						
Volume de venda	MMboe	3,6	3,2	3,4	3,1	(8,3%)

(1) Fonte: Dated Brent (Platts); (2) Inclui as operações intercompany; (3) base histórica proforma até o 3T24, inclui Atlanta e Manati e o aumento da participação em Papa-Terra (de 53.13% para 62,5%) e Peroá (de 85% para 100%), com o objetivo de gerar comparabilidade com o período anterior à incorporação da Enauta e da Maha Energy pela Brava, concluída em 1º de agosto de 2024. Vale destacar que os dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a incorporação tivesse sido finalizada antes dessa data.

Upstream

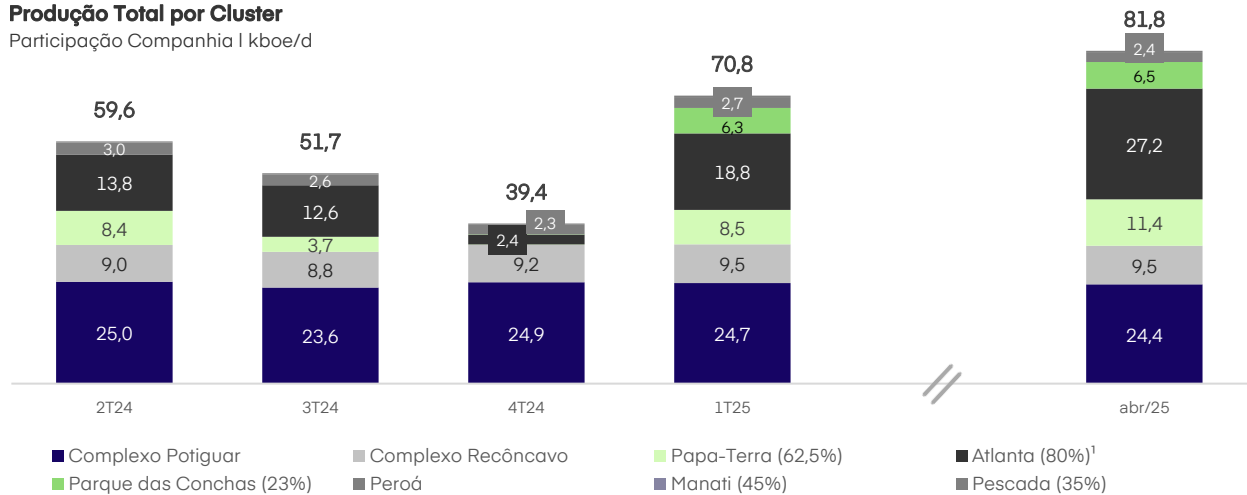


O aumento da produção no 1T25 foi impulsionado pelo maior volume no segmento *offshore* e estabilidade na produção do segmento *onshore*. O resultado é justificado pelo início da operação do FPSO Atlanta, a retomada da produção em Papa-Terra em dezembro de 2024 e o primeiro trimestre completo de contribuição da participação de 23% em Parque das Conchas.

Comentário do Desempenho

Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d



⁽¹⁾ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

Na barra abaixo é possível observar a distribuição da produção média total no mês de abril de 2025 entre os ativos do portfólio. Considerando a proporção por segmento, o *onshore* e o *offshore* representaram 41,4% e 58,6% da produção total, respectivamente. O campo de Manati, que é operado pela Petrobras, encontra-se em parada para manutenção, com retomada prevista para maio de 2025.



⁽¹⁾ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

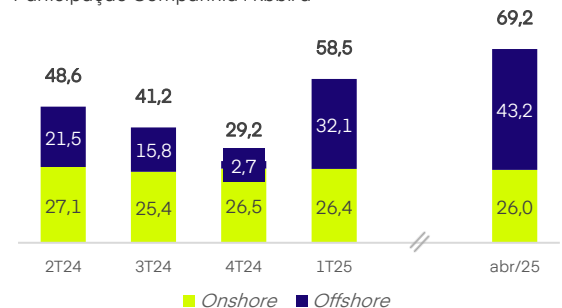
Óleo

A produção média diária de óleo alcançou 58,5 mil barris (bbl/d) no 1T25, + 2,0x (100,4%) T/T, representando 83% da produção média do período. No mês de abril, a produção de óleo atingiu 69,2 mil bbl/d, +18,0% quando comparado com o resultado do 1T25.

O resultado no trimestre é explicado pelo início de operação do FPSO Atlanta, a retomada de produção em Papa-terra e o primeiro trimestre completo de contribuição de Parque das Conchas.

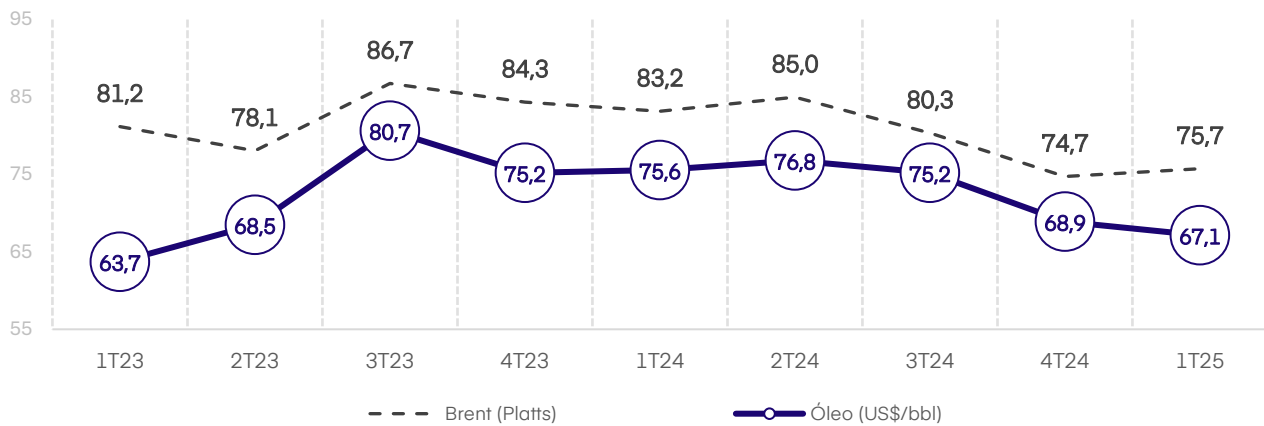
Produção de Óleo | Onshore vs Offshore

Participação Companhia | kbbbl/d



Durante o 1T25, a Companhia realizou a venda de 5.167 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 67,1/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos.

Comentário do Desempenho

Preço Médio de Venda do Petróleo¹ (US\$/bbl)

¹ Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R.

O desempenho comercial no 1T25 foi suportado pelo aumento no volume de óleo vendido referente aos ativos *offshore* e melhor monetização da produção *onshore*, que alcançou US\$ 69,6/bbl no período, reforçando a estabilidade e previsibilidade do segmento.

A comercialização do óleo é amparada pela diversificação da base de clientes e, no caso dos ativos *onshore*, pelo uso predominante de oleodutos próprios para o escoamento da produção até o ponto de venda. A logística simplificada e o acesso a diversas alternativas de monetização resultam em condições comerciais competitivas.

Gás

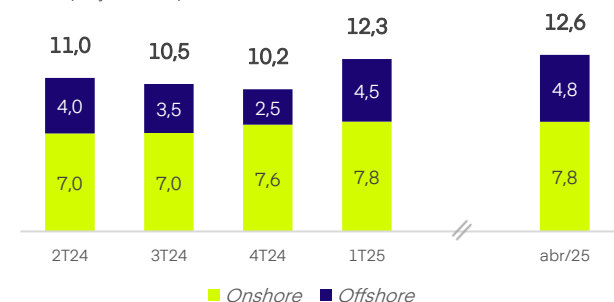
A produção média diária de gás atingiu 12,3 mil boe (1.957 mil m³/d) no 1T25, +21,2% T/T, correspondente a 17% da produção média diária do período. No mês de abril, a produção de gás atingiu 12,6 mil boe/d, +2,6% quando comparado com o resultado do primeiro trimestre de 2025.

O resultado no trimestre é explicado pelo maior volume registrado em Peroá (+16,6% T/T), justificado pelo aumento de demanda no mercado brasileiro e a normalização da produção após manutenções programadas na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, operada pela Petrobras, no 4T24. Já no segmento *onshore*, o incremento é justificado pelo Complexo Potiguar, +7,5% T/T, com destaque para o polo Macau, que concluiu a instalação de novos compressores durante o 1T25, e a abertura de novos poços de gás associado em Cexis, no Complexo Recôncavo, a partir de melhorias no sistema de compressão.

A venda de gás natural somou 5,0 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 6,1/MMBTU². Considerando somente a venda para terceiros, sem considerar as operações *intercompany*, a Companhia comercializou 4,0 milhões de MMBTU de gás no 1T25, a um preço médio de US\$ 7,4/MMBTU. A redução ocorreu devido a maior demanda de gás no mercado *spot* durante o trimestre e a redução

Produção de Gás | Onshore vs Offshore

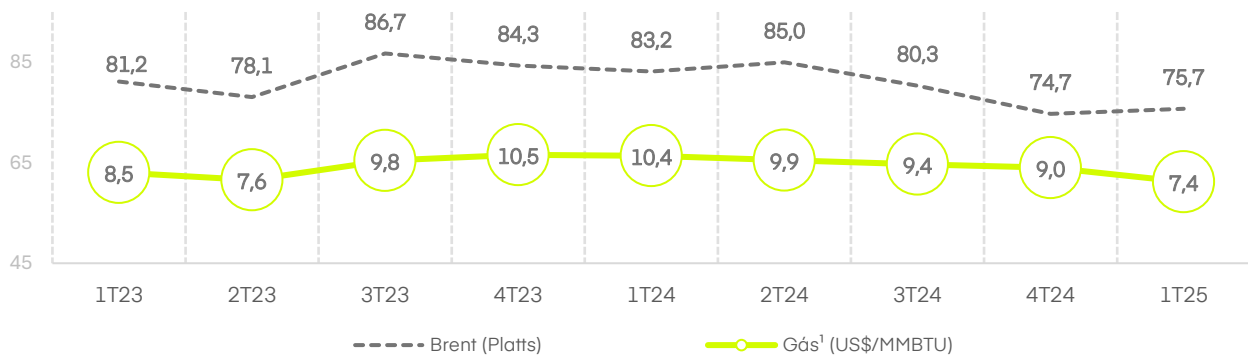
Participação Companhia | kboe/d



² Os preços de venda de gás natural registrados nos Complexos Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Complexo Recôncavo e do Polo Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

Comentário do Desempenho

do QDS (Quantidade Diária Solicitada) na renegociação contratual com a ESGás, culminando em uma maior exposição da produção de Peroá a preços spot de mercado no 1T25.

Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros¹

¹ (i) Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R, e (ii) Não considera a venda de gás *intercompany*.

A Brava alcançou os seguintes marcos no segmento de gás no 1T25: (i) início do fornecimento de gás na malha de uma nova transportadora parceira; (ii) contratos com novos clientes no mercado cativo: Copergás, com previsão de entrega de 200 mil m³/d por 2 anos, e Comgas, com volumes entre 150 mil e 450 mil m³/d com preço fixado em 11% do Brent; (iii) primeiro fornecimento da Brava no mercado livre para Cerâmica Serra Azul, com volume de 77 mil m³/dia por 3 anos; e (iv) operação estruturada de *swap*, que permite acesso ao gás na malha de parceiros, para otimização de custos e reduzir riscos de restrição de volume.

A Companhia reforça sua estratégia de diversificar a carteira de clientes, visando a captura de condições comerciais mais atrativas e redução de impactos sazonais. Além dos contratos firmes com distribuidoras estaduais, parte da produção excedente é ofertada no mercado livre de gás, por meio de contratos flexíveis e transações *spot*.

Onshore

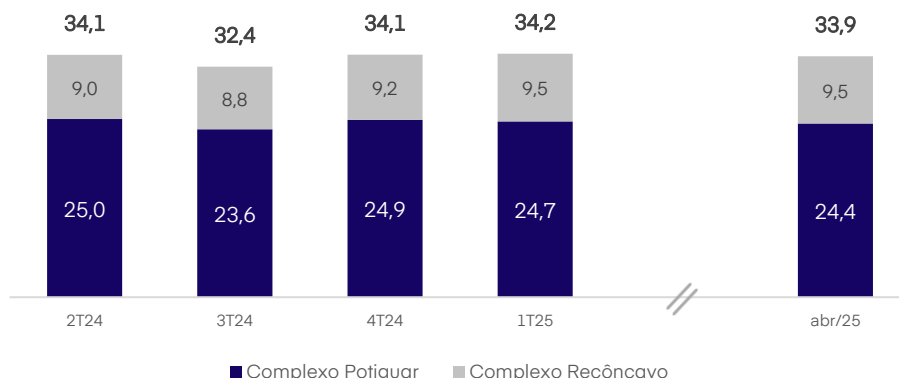
O segmento é formado pelos (i) Complexo Potiguar, composto pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca e Fazenda Belém, e (ii) Complexo Recôncavo, composto pelos Polos Recôncavo e Rio Ventura.

No 1T25, o desempenho consistente, +0,4% T/T, é explicado pela maior produção de gás no Complexo Potiguar, +7,5% T/T, com a instalação de compressores nos meses de janeiro e fevereiro e maior volume de produção nos ativos da Bahia, +3,7% T/T, devido a otimização no sistema de compressão, o que permitiu a abertura de novos poços de gás associado em Cexis, parcialmente compensado pela redução no volume de óleo em Potiguar, -1,5% T/T.

Comentário do Desempenho

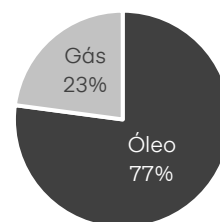
Produção Onshore

Portfólio Companhia | kboe/d



Perfil da Produção Onshore

(1T25- boe/d)

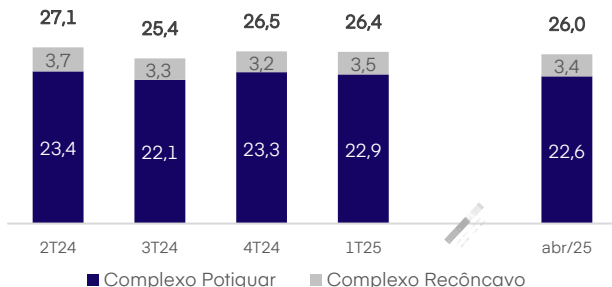


A produção de gás natural nos ativos Areia Branca, Fazenda Belém e Potiguar não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

Em termos comerciais, o *onshore* registrou venda de 2.369 mil barris de óleo (bbl), -2,8% T/T, a um preço médio de US\$ 69,6/bbl, e 3,0 milhões de MMBTU, referente a venda de gás. Sendo o Complexo Potiguar com 2.058 mil bbl, -3,6% T/T, a um preço médio de US\$ 68,9/bbl, e 0,7 milhões de MMBTU, referente a venda de gás *intercompany*, e o Complexo Recôncavo com 311 mil bbl, +3,2% T/T, a um preço médio de US\$ 74,6/bbl, e 2,3 milhões de MMBTU, a um preço médio, considerando as operações *intercompany*, de US\$ 6,6/MMBTU.

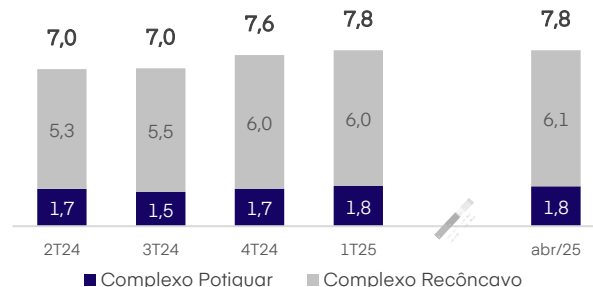
Produção de Óleo

Portfólio Onshore Companhia | kbb/d



Produção de Gás

Portfólio Onshore Companhia | kboe/d



As atividades operacionais realizadas no *onshore* durante o 1T25 foram suportadas por 11 sondas de *workover*, 3 sondas de *pulling* e 4 sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no trimestre, destaque para 131 *pullings*, 24 *workovers*, 37 perfurações, 13 reativações, 5 abandonos e 2 conversões.

Com a conclusão de diversos projetos de revitalização de infraestrutura e recuperação de integridade nos últimos trimestres, a maior parte do *CAPEX* planejado para os campos *onshore* nos próximos 12 a 24 meses estão relacionados a compensação do declínio natural dos campos e potencial incremento de produção, propiciando à Companhia flexibilidade para antecipar ou postergar investimentos diante de cenários de *Brent* diversos. Nesse sentido, a Companhia optou por postergar algumas campanhas de perfuração e intervenção em terra e atualmente conta com 13 sondas subcontratadas.

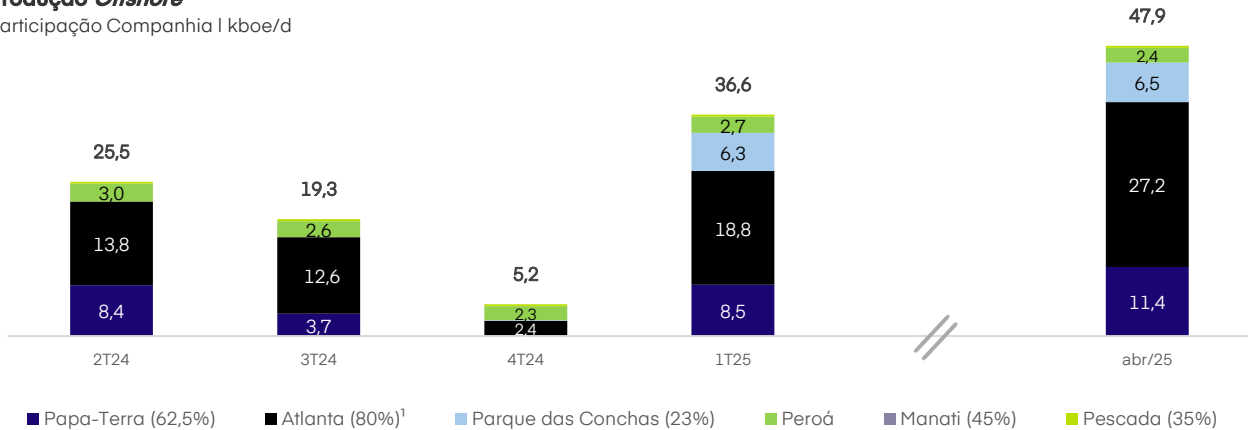
Comentário do Desempenho

Offshore

O segmento *offshore* é composto pelos ativos Atlanta³ (80%), Papa-Terra (62,5%), Peroá, Parque das Conchas (23%), Manati (45%) e Pescada (35%). No 1T25, a performance operacional do segmento foi impulsionada por: início de operação do FPSO Atlanta; retomada de produção em Papa-Terra; contribuição de Parque das Conchas ao longo de todo o trimestre; e retomada da produção de gás em Peroá, após parada programada na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas.

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d



¹) considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

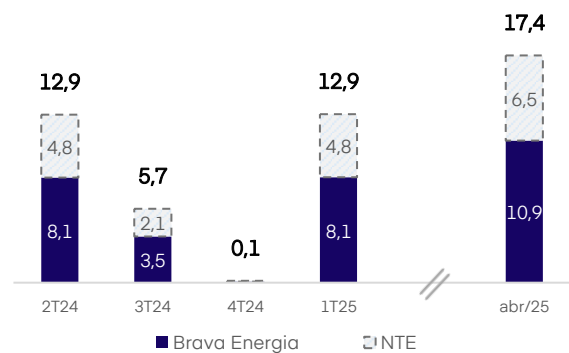
▪ **Papa-Terra** (WI 62,5%)

Com a incorporação da Maha Energy em 31 de julho de 2024, a Companhia passou a deter 62,5%⁴ no ativo (anteriormente com 51,13%), sendo os dados operacionais apresentados equivalentes a esta participação em um histórico proforma.

A produção do ativo foi retomada em 30 de dezembro de 2024 com a reabertura gradual dos poços, após parada programada durante o 4T24. No primeiro trimestre de 2025, concluiu-se a substituição da bomba centrífuga submersa (BCS) do poço PPT-51, o mais produtivo do ativo, cujo retorno à operação ocorreu em fevereiro.

Produção de Óleo | Papa-Terra

Participação Companhia | kbbbl/d



A operação apresentou volatilidade durante o 1T25, justificada por vazão reduzida durante alguns dias para permitir intervenções planejadas com o objetivo de otimizar os sistemas de geração de energia. A maior eficiência passou a ser observada em março e abril, com maiores níveis de produção e estabilidade na geração de energia do FPSO a partir do gás produzido, reduzindo o consumo de diesel e permitindo a retomada de produção dos demais poços conectados às unidades flutuantes de Papa-Terra (FPSO e TLWP). Atualmente, o ativo conta com seis poços em operação e alcançou 17,4 kboe/d

³ Considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

⁴ Em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do Joint Operating Agreement (JOA), o direito de cessão compulsória (*forfeiture*) da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica Energy Ltda. (NTE) no consórcio, em função do inadimplemento de obrigações financeiras. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, no qual foi deferida medida liminar suspendendo o processo perante a ANP até que seja proferida decisão arbitral. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi formado em março de 2025.

Comentário do Desempenho

de produção em abril (+35% quando comparado com o 1T25), marcando o melhor mês de produção desde dezembro de 2023.

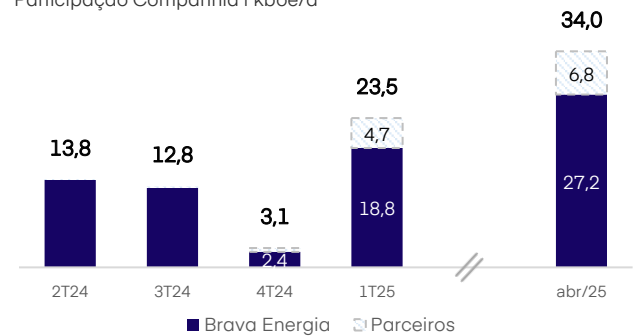
Considerando a parcela de 62,5% do campo de Papa-terra, no trimestre a venda correspondeu a 727 mil barris de óleo (bbl) com um preço médio de US\$ 58,4/bbl.

▪ Atlanta (WI 80%)⁵

A produção no FPSO Atlanta teve início em 31 de dezembro de 2024, através dos novos poços 6H e 7H, localizados em uma nova área do reservatório. Durante o primeiro trimestre de 2025, o campo apresentou desempenho consistente e alinhado com as expectativas da Companhia, com ambos os poços e a bomba multifásica conectada a eles operando conforme o planejado e dentro dos parâmetros de projeto.

Produção de Atlanta

Participação Companhia | kboe/d



As principais etapas de Atlanta seguem avançando conforme o cronograma do projeto, com destaque para a conexão dos poços 4H e 5H em 13 abril. Os poços apresentam resultados preliminares dentro do esperado pela Companhia e mesmo em uma fase de testes e estabilização, já suportaram o crescimento de produção durante a segunda metade do mês de abril. Cabe reforçar que ambos os poços já produziram por meio do sistema antecipado de produção (FPSO Petrojarl), aumentando a previsibilidade da produção.

Com a conexão desses poços, o FPSO Atlanta passou a produzir através de quatro poços (4H, 5H, 6H e 7H). A Companhia prossegue com a campanha de conexão dos dois poços remanescentes (2H e 3H), cuja conclusão está prevista para junho de 2025.

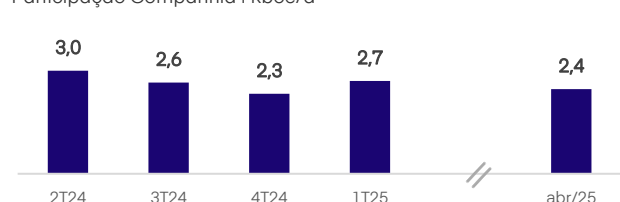
O campo de Atlanta registrou a venda 1.450 mil barris de óleo (bbl), a um preço médio de US\$ 66,8/bbl. Durante o trimestre, a Companhia celebrou novos contratos de comercialização de óleo junto à Shell e à Trafigura. Estes contratos permitem (i) compartilhamento de ganhos via combinações de carga, (ii) acesso a mercados específicos para o tipo de óleo do Campo, e (iii) precificação atrelada a preços de referência de *bunker* de baixo enxofre no mercado internacional.

▪ Peroá (WI 100%)

O ativo retomou níveis normais de produção no 1T25 com a normalização das operações após a parada programada na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, realizada em novembro de 2024, para a qual é escoada a produção do Polo Peroá.

Produção de Peroá

Participação Companhia | kboe/d



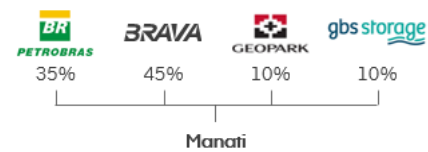
O Polo Peroá registrou a venda de 11 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,7/bbl, e 1,8 milhão de MMBTU no 1T25, a um preço médio de US\$ 8,4/MMBTU, equivalente a 11,0% do valor de referência do *Brent*.

⁵ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

Comentário do Desempenho

▪ Manati (WI 45%)

A Brava é a maior concessionária do ativo com 45% de participação, sendo a Petrobras parceira e operadora com 35% de participação e outras empresas que detêm a parcela remanescente, conforme organograma ao lado.



Em março de 2024, a produção do ativo foi paralisada para adequação de equipamentos em atendimento a requisitos da ANP. A previsão de retorno da produção vem sendo atualizada pelo operador desde então, sendo a expectativa atual de retomada para maio de 2025.

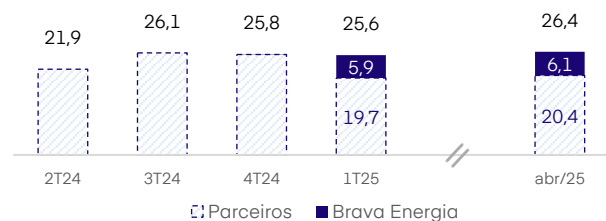
O Campo de Manati não registrou resultado comercial durante o 1T25, impactados pela parada programada de produção.

▪ Parque das Conchas (WI 23%)

Em 30 de dezembro de 2024, a Brava Energia concluiu a aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy no Parque das Conchas (campos de Abalone, Ostra e Argonauta), na Bacia de Campos. O ativo é operado pela Shell, que detém 50% de participação, e a ONGC detém os 27% remanescentes.

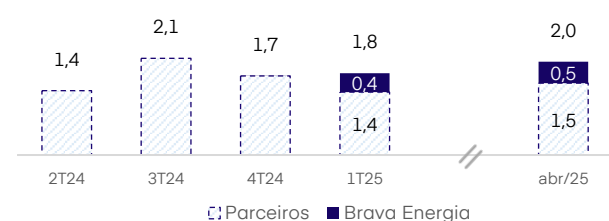
Produção de Óleo | Parque das Conchas

Participação Companhia | kbb/d



Produção de Gás | Parque das Conchas

Participação Companhia | kboe/d



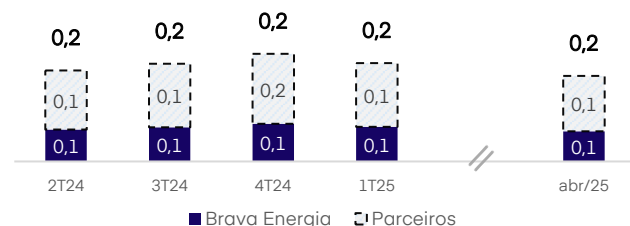
O ativo de Parque das Conchas registrou a venda de 603 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,8/bbl.

▪ Pescada (WI 35%)

A Companhia detém 35% de participação no ativo, sendo essa a parcela correspondente aos seus resultados financeiros. A parcela remanescente de 65% pertence a Petrobras, que é a operadora do ativo. A Brava possui contrato de compra e venda (*Sales and Purchase Agreement*) junto à Petrobras para aquisição da parcela de 65% no ativo e encontra-se em tratativas para concluir a transação.

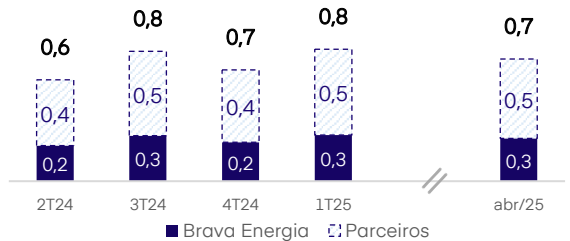
Produção de Óleo | Pescada

Participação Companhia | kbb/d



Produção de Gás | Pescada

Participação Companhia | kboe/d



O ativo de Pescada registrou a venda de 7 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 73,4/bbl.

Comentário do Desempenho***Midstream & Downstream***

Ao longo do 1T25, a Brava abasteceu o mercado local com diesel, gasolina, querosene de aviação e GLP (gás líquido de petróleo) e exportou, por meio do terminal próprio de uso privado, *bunker* (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo atmosférico (RAT). O Terminal foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel para *blend* (mistura) na refinaria.

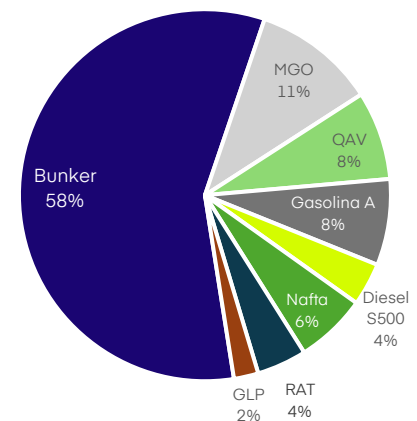
Entre as atividades de revitalização de equipamentos, gestão em integridade e manutenções realizadas no 1T25, a Companhia destaca: (i) implantação de novos sistemas elétricos e substituição de cabos alimentadores, com foco no aumento da confiabilidade e na ampliação da capacidade de fornecimento de energia no ATI; (ii) execução de planos de manutenções preventivas e corretivas, bem como a recuperação de ativos, através da revitalização de tanques, estruturas de suporte e áreas operacionais, com o intuito de aumentar a confiabilidade, segurança operacional e a vida útil dos equipamentos; e (iii) modernização dos sistemas de automação e segurança no Terminal Aquaviário de Guamaré (TAG).

No 1T25, a Companhia realizou a venda de 3.116 mil barris de produtos derivados, +1,5% em termos anuais (A/A) e -7,4 % T/T. O desempenho no trimestre reflete menor taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 83% (- 5 p.p. T/T).

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (a) participação de 58% do *bunker* (VLSFO), com venda da totalidade junto à cliente distribuidor, (b) aumento dos volumes vendidos de NAFTA (+28% T/T) e GLP (+17 T/T), em razão de maior oferta e melhores estratégias comerciais, e (c) menor nível de comercialização de RAT (-45% T/T) e DIESEL S500 (-29% T/T).

Importante destacar que o volume de produtos derivados é função: (i) da produção de óleo do Complexo Potiguar, processada na refinaria, (ii) do volume de óleo adquirido de terceiros e processado na refinaria, e (iii) da aquisição de derivados para mistura (*blend*) com alguns produtos da refinaria, de modo a especificar para o mercado, e/ou revenda direta.

Detalhamento de Produtos Vendidos (%)





Comentário do Desempenho

Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta a seguir os resultados financeiros do primeiro trimestre de 2025 ("1T25"), que refletem as respectivas participações⁶ da Companhia nos ativos do seu portfólio, proporcionando uma visão da performance ao longo do período. A visão proforma até o 3T24 busca permitir a comparação com o período anterior às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), concluídas em 31 de julho de 2024. Esses dados não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a operação tivesse sido finalizada antes desta data.

A Companhia apresenta a tabela abaixo com as informações trimestrais referentes ao 1T25, considerando os efeitos explicados acima.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	1T25	1T24 Proforma	Δ A/A	4T24 Proforma	Δ T/T
<i>Em milhões de reais</i>										
Receita Líquida	1.062,0	1.167,6	1.495,1	-	(840,3)	2.874,3	2.823,6	1,8%	1.949,8	47,4%
Custo do Produto Vendido	(615,6)	(700,9)	(1.421,5)	-	794,1	(1.943,9)	(1.840,4)	5,6%	(1.514,0)	28,4%
Royalties	(91,4)	(94,1)	-	-	-	(185,4)	(151,4)	22,5%	(86,3)	2,1x
Luoro Bruto	446,3	456,8	73,6	-	(46,2)	930,5	983,1	-5,4%	435,8	2,1x
Despesas G&A	(74,7)	(57,5)	(15,7)	(16,1)	-	(163,9)	(178,8)	-8,3%	(134,4)	21,9%
Gastos Exploratórios	-	(23,2)	-	-	-	(23,2)	(4,4)	5,3x	(11,3)	2,0x
Outras receitas e despesas operacionais	(1,0)	(73,5)	0,1	(2,9)	-	(77,4)	(4,6)	16,6x	(120,7)	-35,9%
Luoro Operacional	370,6	302,7	58,0	(19,0)	(46,2)	666,0	795,3	-16,2%	169,3	3,9x
Resultado Financeiro Líquido						588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-
Resultado antes de impostos						1.254,8	45,7	27,5x	(1.615,8)	-
Imposto de renda e contribuição social						(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-
Luoro Líquido						829,2	(20,7)	-	(1.028,1)	-
Imposto de renda e contribuição social						(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-
Resultado Financeiro Líquido						588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-
Depreciação e Amortização	(176,6)	(218,8)	(17,7)	-	(34,2)	(447,4)	(538,4)	-16,9%	(214,2)	2,1x
Depreciação e Amortização G&A	(8,0)	(1,1)	(0,02)	(5,6)	-	(14,7)	(10,3)	42,6%	(11,7)	25,7%
EBITDA	555,1	522,5	75,8	(13,4)	(12,0)	1.128,0	1.344,0	-16,1%	395,2	2,9x
Margem EBITDA	52,3%	45,1%	5,1%	-	-	39,2%	47,6%	-8,4 p.p.	20,3%	19,0 p.p.
Ajustes não recorrentes	-	(61,0)	-	2,9	-	(58,0)	(100,2)	-42,1%	110,1	-
EBITDA Ajustado	555,1	461,5	75,8	(10,5)	(12,0)	1.070,0	1.243,8	-14,0%	505,2	2,1x
Margem EBITDA Ajustado	52,3%	39,9%	5,1%	-	-	37,2%	44,1%	-6,8 p.p.	25,9%	11,3 p.p.

O detalhamento por segmento de negócio é elaborado com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente a cada segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio, e utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões na alocação de recursos, bem como na avaliação de desempenho. Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre subsidiárias e segmentos de negócio da Companhia (*intercompany*).

As transações *intercompany* são avaliadas a preços internos de transferência, apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo tais transações eliminadas, em coluna segregada dos segmentos de negócio, para fins de conciliação das informações segmentadas com os resultados trimestrais consolidadas da Companhia.

Os segmentos *upstream* e *mid & downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho financeiro de cada segmento e sua contribuição para o resultado consolidado da Companhia.

⁶ Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

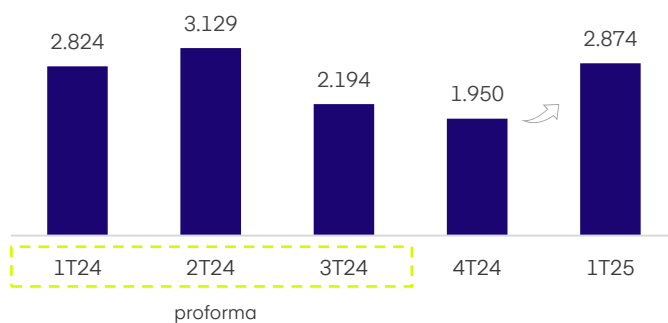
Comentário do Desempenho

O montante de eliminação registrado na receita líquida do *upstream* pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV) do *mid & downstream*, justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos do segmento *mid & downstream*, comprados ou transferidos do segmento *upstream*, pode ser utilizado em período de competência diferente.

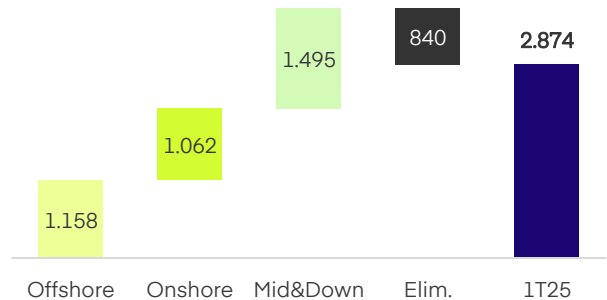
Receita Líquida

A Companhia registrou receita líquida⁷ de R\$ 2.874,3 milhões (US\$ 491,2 milhões) no 1T25, incremento de 1,8% A/A e 47,4% T/T. O resultado é composto por: (i) R\$ 2.219,6 milhões registrados no segmento *upstream*, sendo 48% referente ao *onshore* e 52% referente ao *offshore*, que contemplam, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural, (ii) R\$ 1.495,1 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, o qual abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário, e (iii) R\$ 840,3 milhões em eliminações, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre empresas da Brava.

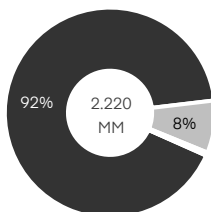
Receita Líquida
(R\$ milhões)



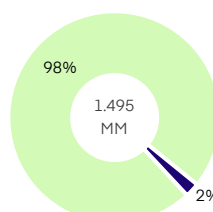
Composição da Receita Líquida 1T25
(R\$ milhões)



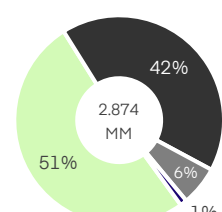
Upstream



Mid&Down



Brava Energia 1T25



■ óleo

■ gás

■ derivados

■ serviços

O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 2.219,6 milhões no 1T25, aumento de 74,2% T/T, sendo: (i) R\$ 2.028,7 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 179,8 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 8,5 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 2,5 milhão referente à prestação de serviços.

⁷ (i) Até o 3T24, a receita financeira considera a base proforma consolidando os resultados da 3R e Enauta. (ii) considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 35% em Pescada, 45% em Manati e 80% em Atlanta, nesta última, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

Comentário do Desempenho

A performance financeira do segmento *upstream* é impulsionada pela retomada da produção dos ativos *offshore*, principalmente em Atlanta e Papa-Terra, e maior participação de Parque das Conchas (BC-10), considerando a aquisição deste ativo no final de dezembro de 2024.

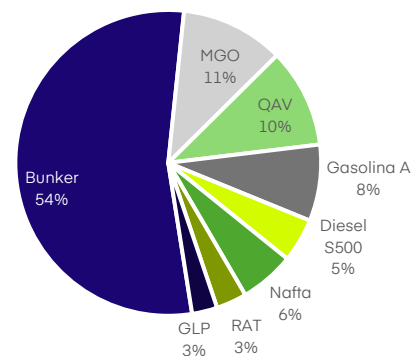
O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.495,1 milhões no 1T25 redução de -3,0% T/T e +7,4% A/A, sendo: (i) R\$ 1.462,2 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 32,9 milhões referentes à prestação de serviços. A performance no trimestre é explicada principalmente pelo menor volume de produtos derivados comercializados, -7,4% T/T, reflexo da menor taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 83% (- 5 p.p. T/T).

Importante mencionar que, além de produzir petróleo na Bacia Potiguar, a Companhia também adquire petróleo de terceiros na região, com todo o volume sendo transportado ao Ativo Industrial de Guimarães (AIG) por oleodutos detidos pela Brava e/ou carretas. Essa produção é utilizada no abastecimento da refinaria ou na venda direta de petróleo cru a partir do Terminal, que exerce papel estratégico na estrutura integrada do Rio Grande do Norte. Além de sua rede de dutos e estrutura para transporte rodoviário, o Terminal viabiliza a comercialização independente de produtos próprios e de terceiros, bem como a entrada de derivados e insumos no segmento *mid & downstream*. Com essa infraestrutura, que inclui a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guimarães, as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e o parque de tanques de armazenamento, a Companhia é capaz de atender de forma autônoma o mercado regional, outras regiões do país (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação).

A receita líquida de **produtos derivados** do segmento *mid & downstream* no 1T25, de R\$ 1.462,2 milhões, é distribuída conforme demonstrado no gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros para *blend* e/ou revenda.

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, no primeiro trimestre de 2025 a receita líquida de R\$ 2.874,3 milhões é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 1.469,0 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 1.199,7 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 175,2 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 30,3 milhões através da prestação de serviços.

**Receita Líquida de Derivados
1T25 (%)**



Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.943,9 milhões (US\$ 332,2 milhões) no 1T25, +5,6% A/A e +28,4% T/T. O aumento T/T está diretamente relacionado ao maior volume de produção no trimestre, impulsionado pelo segmento *offshore*, que resultou em maior valor absoluto de custos de extração, *royalties* e superficiários (aluguel de área) do segmento *upstream*. Já no segmento *mid & downstream*, o maior custo com processamento e transporte de gás foi parcialmente compensado por menor custo operacional, diretamente relacionado ao menor volume de produtos derivados comercializado.

Por segmento, o *upstream* registrou R\$ 1.316,5 milhões, +3,1% A/A e +59,4% T/T, o *mid & downstream* apresentou R\$ 1.421,5 milhões, +6,3% A/A e -7,7% T/T. As eliminações intragrupo somaram R\$ 794,1 milhões, +2,6% A/A e -6,8% T/T.

A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado no custo dos produtos vendidos difere do montante de eliminação aferido na receita líquida, principalmente pelo efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a estoque de período anterior e parte dos

Comentário do Desempenho

insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram integralmente vendidos no 1T25.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 187,1 milhões (US\$ 32,0 milhões) no 1T25, +2,1% A/A e +28,4% T/T, considerando os gastos exploratórios (nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia) ocorridos no período de R\$ 23,2 milhões, representando 12,4% do valor total do G&A neste período. O resultado no trimestre é justificado por maiores despesas com pessoal relacionadas ao acordo trabalhistas, e serviços prestados por terceiros com consultorias.

Do montante total de G&A, considerando gastos exploratórios, o *upstream* apresentou R\$ 155,3 milhões, o *mid & downstream* registrou R\$ 15,7 milhões e R\$ 16,1 milhões são referentes à estrutura corporativa da Companhia.

Cabe destacar que a Companhia aprimorou o procedimento de alocação de despesas entre unidades de negócio (*cost sharing agreement*), o que justifica o aumento na alocação de despesas no segmento *upstream* e redução proporcional no segmento corporativo.

Outras receitas e despesas operacionais apresentaram resultado líquido negativo de R\$ 77,4 milhões (US\$ 13,2 milhões) no 1T25, -35,9% T/T, o resultado no trimestre é explicado majoritariamente pelos custos de abandono atrelados ao descomissionamento do FPSO Petrojarl.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 1T25 com lucro bruto de R\$ 930,5 milhões (US\$ 159,0 milhões), -5,4% A/A e +2,1x (113,5%) T/T**, dos quais: (i) R\$ 903,1 milhões de contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 73,6 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 46,2 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 666,0 milhões (US\$ 113,8 milhões) no 1T25, -16,3% A/A e +3,9x (293,3%) T/T, sendo: (i) R\$ 673,2 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 58,0 milhões de contribuição do segmento *mid & downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 19,0 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 46,2 milhões em eliminações *intercompany*.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 1T25 foi positivo em R\$ 588,8 milhões (US\$ 102,5 milhões⁸), comparado a um resultado negativo de R\$ 1.785,1 milhões no 4T24. A performance do 1T25 é explicada principalmente (i) pelo impacto da desvalorização de -7,3% T/T do dólar americano de fechamento do 1T25 em relação ao encerramento do 4T24, com ganho contábil de R\$ 624,6 milhões na marcação a mercado de instrumentos financeiros dolarizados (variação cambial líquida), (ii) resultado líquido positivo referente aos contratos de *hedge* em R\$ 315,1 milhões, considerando o resultado de *swap*, (iii) aplicações financeiras de R\$ 114,8 milhões, (iv) juros incorridos no período referente aos crédito a receber da Yinson de R\$ 35,5 milhões, parcialmente compensados pelo (v) resultado de juros acumulados no período de empréstimos e debêntures de R\$ 390,4 milhões, e (vi) ajuste a valor presente de parcelas das obrigações do portfólio (*earn-out*) de R\$ 131,1 milhões.

O resultado financeiro líquido com efeito caixa foi negativo em R\$ 604,0 milhões (US\$ 105,2 milhões) no 1T25, explicado pelos seguintes fatores: (i) pagamento de R\$ 550,5 milhões em juros de empréstimos e debêntures, (ii) resultado negativo de R\$ 134,1 milhões com a desvalorização do fundo cambial, decorrente da queda de 7,3% T/T no dólar do final do período, (iii) resultado líquido negativo de R\$ 87,1 milhões nas operações de *hedge*, (composto pelo resultado negativo de R\$ 106,1 milhões em *hedge*

⁸ Considerado o dólar de encerramento do trimestre de 5,74.

Comentário do Desempenho

cambial, e ganhos de R\$ 15,4 milhões em *hedge* de dívida e R\$ 3,5 milhões em *hedge* de petróleo), parcialmente compensado pelo (c) resultado líquido positivo de R\$ 114,8 milhões proveniente das aplicações financeiras.

Durante o primeiro trimestre de 2025, além do pagamento de US\$ 95,9 milhões (equivalente a R\$ 550,5 milhões) de juros, a Companhia realizou o pré-pagamento de aproximadamente US\$ 88,6 milhões (equivalente a R\$ 508,7 milhões) de principal, (que tinham *duration* de 1,7 ano). No mesmo período, a Brava emitiu novas dívidas no valor de US\$ 64 milhões (equivalente a R\$ 379 milhões) com *duration* média de 2 anos e juros de 6,5% a.a. em dólares americanos: (i) US\$ 30 milhões (equivalente a R\$ 179 milhões) com o Bank of China, e (ii) US\$ 34 milhões (equivalente a R\$ 200 milhões) com o HSBC, conforme detalhado em nota explicativa 16 das Demonstrações Financeiras 1T25.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia encerrou o primeiro trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, equivalentes a 6.642 mil barris de petróleo em um horizonte de 15 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 2.528 mil barris a um preço médio de US\$ 72,2 por barril, por um período de 9 meses, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 4.114 mil barris, com piso médio de US\$ 61,0 e teto médio de US\$ 86,9 por barril, até o segundo trimestre de 2026. A Companhia avalia de forma recorrente as condições de mercado e aplica a estratégia de *hedge* de petróleo com o objetivo de minimizar efeitos negativos de oscilação da *commodity*, protegendo sua produção futura e adicionando previsibilidade ao fluxo de caixa.

A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 1T25.

<i>Hedge</i>	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio	Vencimento
NDF			
	2.175	\$ 71,9	2T25
	187	\$ 73,6	3T25
	166	\$ 72,2	4T25
	-	-	-
	-	-	-
Total	2.528	\$ 72,2	-

<i>Hedge</i>	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio		Vencimento
Collar		Put	Call	
	1.187	\$ 60,5	\$ 86,7	2T25
	862	\$ 65,0	\$ 87,1	3T25
	825	\$ 57,5	\$ 88,2	4T25
	815	\$ 61,2	\$ 85,1	1T26
	425	\$ 60,9	\$ 87,7	2T26
Total	4.114	\$ 61,0	\$ 86,9	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) somaram R\$ 425,6 milhões no 1T25, comparado a despesa de R\$ 66,4 milhões no mesmo período do ano anterior, e crédito de R\$ 587,7 milhões no 4T24. Este resultado do atual trimestre é justificado pelo aumento do lucro antes de IR e CSLL, sendo que no trimestre anterior foi impactado pelo resultado financeiro negativo, em razão do impacto negativo de marcação a mercado sobre os instrumentos financeiros dolarizados, incluindo as operações de *hedge*.

Do total de R\$ 425,6 milhões no período, R\$ 31,6 milhões são efeito caixa e R\$ 394,0 milhões são efeitos contábeis (sem impacto no caixa), referente à provisão de IR e CSLL corrente e diferido.

Lucro Líquido

A Companhia encerrou o primeiro trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 829,2 milhões (US\$ 141,7 milhões), comparado ao prejuízo líquido proforma de R\$ 20,7 milhões no mesmo período do ano anterior (1T24), e revertendo prejuízo líquido de R\$ 1.028,1 milhões no 4T24.

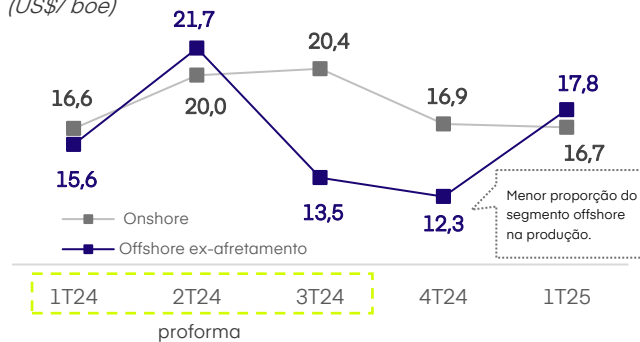
Comentário do Desempenho

Lifting Cost

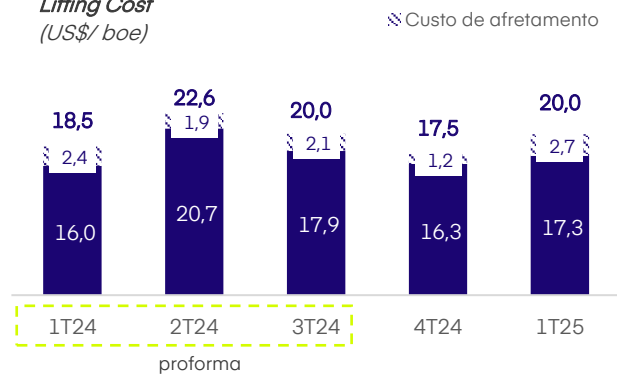
A Companhia registrou custo de extração (*lifting cost*) médio ponderado de US\$ 17,3/boe no 1T25, +7,8% A/A e +6,1% T/T. No *onshore*, o *lifting cost* caiu pelo segundo trimestre consecutivo ficando em US\$ 16,7/boe, -1,3% T/T, enquanto no *offshore* o indicador alcançou US\$ 17,8/boe. Para efeito de análise, ao considerar o custo de afretamento, o *lifting cost* consolidado da Brava e o *offshore* ficariam em US\$ 20,0/boe e US\$ 23,0/boe no 1T25, respectivamente.

O aumento de *lifting cost* T/T consolidado é justificado pela maior participação do segmento *offshore* na produção total da Companhia, saindo de 13% no 4T24 para 59% no 1T25, com a retomada de operação dos principais ativos do segmento *offshore* (Papa-Terra e Atlanta). Ambos os ativos passaram o 1T25 em processo de estabilização e *ramp-up* de produção, sendo o resultado do trimestre uma visão parcial do potencial máximo de produção do segmento *offshore*. Para efeito de análise, em abril, a produção média em Papa-Terra alcançou 11,4 kboe/d (participação Brava), enquanto Atlanta alcançou 27,2 kboe/d (participação Brava), um aumento de 35% e 45% em relação à média do 1T25, respectivamente.

Lifting Cost Onshore e Offshore
(US\$/ boe)



Lifting Cost
(US\$/ boe)



O Complexo Potiguar encerrou o 1T25 com *lifting cost* de US\$ 17,4/boe no 1T25, em patamar semelhante ao trimestre anterior, reforçando o controle de custos atrelados a operações e manutenções (O&M) e nível estável de produção no trimestre.

O Complexo do Recôncavo registrou *lifting cost* de US\$ 14,5/boe no 1T25, -6,1% T/T, atingindo, de forma sequencial, os menores níveis históricos da Companhia. O desempenho dos ativos localizados no Estado da Bahia é explicado, principalmente, por otimização de contratos e redução de custos operação e de manutenção.

Destaque para Atlanta no segmento *offshore*, que no primeiro trimestre de operação do novo FPSO registrou *lifting cost* de US\$ 10,4/boe (ou de US\$ 19,1/boe se incluir o custo de afretamento). Esse é um forte resultado para uma operação que contou no 1T25 com a produção de dois dos seis poços planejados para Atlanta. Com a conexão dos poços remanescentes e o gradual aumento de produção já observado em abril, a perspectiva é de relevante diluição dos custos fixos nos próximos trimestres, contribuindo para a redução do *lifting cost* de Atlanta e do consolidado da Companhia.

Papa-Terra registrou *lifting cost* de US\$ 36,8/boe no 1T25, justificado por um trimestre de estabilização da produção após parada programada em 2024 e ainda com programas de recuperação de integridade ampliam momentaneamente os custos de manutenção do ativo. Vale destacar que a Companhia concluiu uma etapa de otimização do sistema de geração de energia em março, viabilizando uma maior eficiência operacional desde então, o que poderá permitir uma maior diluição de custos fixos ao longo dos próximos trimestres.

Comentário do Desempenho

O Polo Peroá encerrou o 1T25 com *lifting cost* médio de US\$ 6,5/boe, -12,5% T/T. O resultado reflete a redução nos custos com energia e atividades de manutenção e integridade no ativo no período, mantendo um alto padrão de eficiência para essa operação.

Em Parque das Conchas, o *lifting cost* registrado foi de US\$ 16,0/boe (ou de US\$ 20,0/boe se incluir o custo de afretamento), marcando o primeiro trimestre com apuração de custos desde a incorporação do ativo ao portfólio da Companhia. A composição dos custos está majoritariamente relacionada ao afretamento, logística e atividades de manutenção e integridade nas instalações operacionais e reflete a matriz de custo do operador.

Não houve registro de *lifting cost* em Manati devido a parada de produção do ativo durante o período.

O *lifting cost* reportado contempla os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, *royalties*, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos, sem relação direta com a extração dos hidrocarbonetos.

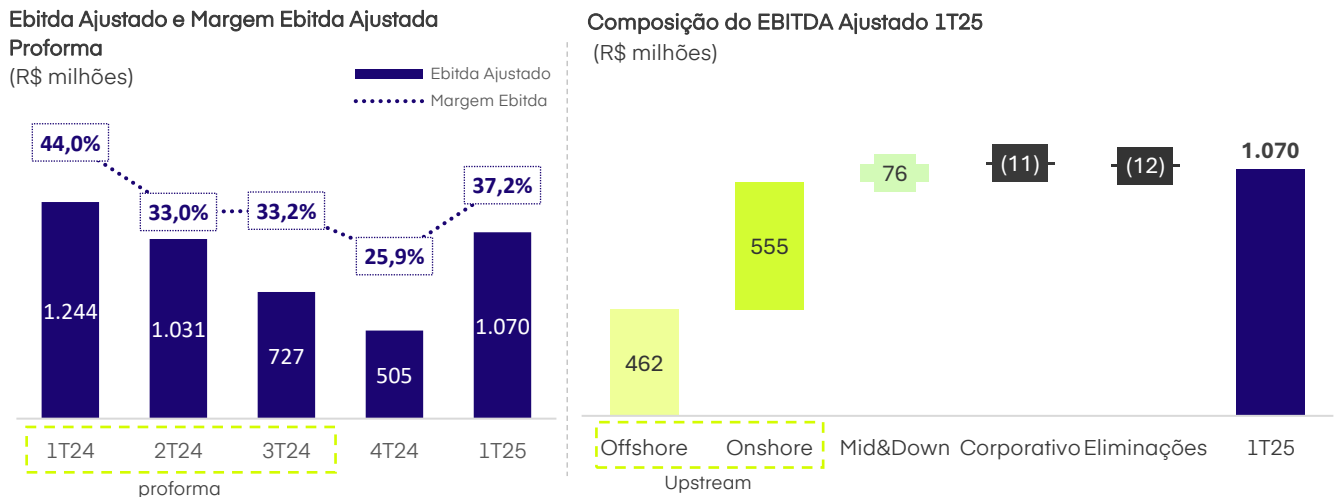
EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.070,0 milhões (US\$ 182,8 milhões) no 1T25, -14,0% A/A e +2,1x (111,8%) T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 1.016,7 milhões registrados no segmento *upstream*, sendo R\$ 555,1 milhões no *onshore* e R\$ 461,5 milhões no *offshore*, (ii) o resultado positivo de R\$ 75,8 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensado pelo (iii) resultado negativo de R\$ 10,5 milhões do segmento corporativo e (iv) ajuste negativo de R\$ 12,0 milhões em eliminações *intercompany*.

Os ajustes não-recorrentes no EBITDA durante o 1T25 totalizaram R\$ 58,0 milhões (US\$ 9,9 milhões), sendo: (i) reversão de R\$ 137,3 milhões referentes aos efeitos de IFRS-16 atrelado ao FPSO de Atlanta, parcialmente compensados pela (ii) reversão de R\$ 76,4 milhões despesa de abandono de ativos e (iii) reversão do *earn-out* do antigo controlador da Companhia de R\$ 2,9 milhões.

A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 37,2% no 1T25, +11,3 p.p. T/T. O desempenho do trimestre é justificado (i) pelo aumento da margem registrada no *offshore* para 39,9%, impactada pelo início das operações no FPSO Atlanta (Sistema Definitivo), retomada de produção em Papa-Terra e primeiro trimestre completo de Parque das Conchas no resultado, (ii) pelo desempenho estável nos ativos *onshore* localizados no Potiguar (com margem EBITDA de 54,9%) e na Bahia (com margem EBITDA de 42,6%), que apresentaram estabilidade no volume de produção e melhor eficiência operacional. Além disso, o resultado do segmento *mid & downstream* contribuiu com margem de 5,1% reflexo da melhor monetização de derivados no 1T25 e normalização dos resultados quando comparado ao impacto negativo no último trimestre (4T24) de penalidades contratuais relacionadas a *demurrage*.

Comentário do Desempenho



Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 45,8% no 1T25, +9,6 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 5,1%, +0,8 p.p. A/A e +4,6 p.p. T/T.

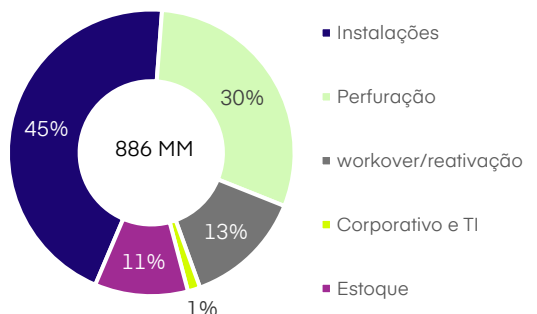
Capex

A Brava registrou capex de R\$ 886,4 milhões (US\$ 151,5 milhões⁹) no 1T25, com redução de 31,7% T/T em reais. O segmento *offshore* registrou uma redução de 37,9% T/T, o *onshore* -24,0% e o *mid & Downstream* -47,4%. A redução no 1T25 está alinhada ao plano estratégico da Brava e reflete a gradativa redução da necessidade dos investimentos para os próximos períodos após a conclusão da fase mais intensa de implementação do projeto de Atlanta e estabilização dos aportes voltados à integridade de Papa-Terra.

No 1T25, a Companhia realizou ajustes na implementação de CAPEX, alinhando os investimentos nos campos *onshore* à capacidade de emissão de licenças dos órgãos ambientais estaduais, bem como otimizou a utilização de recursos, desmobilizando um número significativo de sondas contratadas. A Companhia encerrou o trimestre com 13 sondas em serviço e planeja atingir oito sondas até o 3Q25, com a postergação de alguns projetos de intervenções e perfuração em terra.

Ao analisar pela natureza dos investimentos, o valor de capex no 1T25 foi direcionado para: (i) R\$ 399,3 milhões em projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, representando 45% do total registrado no período, dos quais R\$ 222,3 milhões destinados ao Sistema Definitivo de Atlanta, (ii) R\$ 261,2 milhões referentes às campanhas de perfuração, representando 29%, (iii) atividades de *workover* reativação de poços, R\$ 119,6 milhões, correspondentes a 13%, (iv) materiais de estoque, R\$ 93,7 milhões, com representatividade de 11%, e (v) R\$ 12,5 milhões em projetos corporativos, incluindo TI e telecom, o que corresponde a 1%.

Capex por atividade 1T25

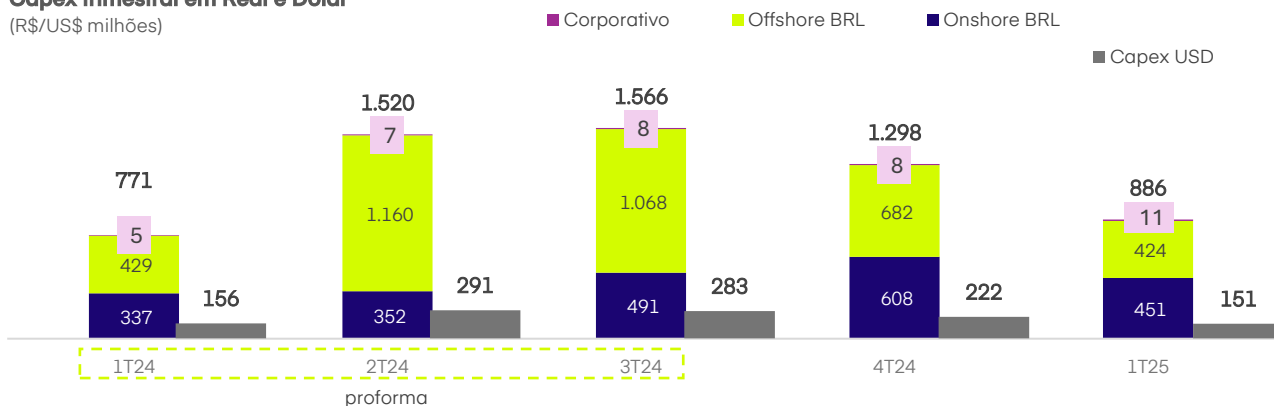


Em termos de unidade de negócio, R\$ 451,3 milhões do capex aplicados no 1T25 foram alocados no segmento *onshore* e R\$ 423,6 milhões no *offshore*. A parcela complementar de R\$ 11,5 milhões foi consumida no segmento corporativo.

⁹ Considerado o dólar médio do período de 5,85.

Comentário do Desempenho

Capex trimestral em Real e Dólar
(R\$/US\$ milhões)



O resultado do capex com efeito caixa registrado no primeiro trimestre de 2025 foi de R\$ 869,5 milhões (US\$ 148,6 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 16,9 milhões (US\$ 2,9 milhões), refere-se a pagamentos de período anteriores, provisões contabilizadas, que serão liquidadas nos próximos trimestres, e desembolso integral das parcelas dos parceiros, que serão reembolsados à Companhia.

Fluxo de Caixa Direto

No 1T25, a geração de caixa operacional somou R\$ 973,8 milhões (US\$ 169,6 milhões¹⁰), incluindo o resultado líquido positivo de R\$ 3,5 milhões referentes aos contratos de *hedge* de petróleo. Ao considerar o aumento do saldo de contas a receber do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) de R\$ 22,9 milhões e os custos de abandono (ABEX) realizadas no período, no montante de R\$ 142,3 milhões (sendo R\$ 108,0 milhões referente à desmobilização do FPSO Petrojarl), a soma das atividades operacionais alcançou R\$808,6 milhões (US\$ 140,8 milhões). A performance registrada no trimestre é explicada pela maior geração de caixa nos ativos *offshore*, por maior volume de produtos vendidos, parcialmente compensado por maiores custos de estoque de óleo e derivados.

As atividades de investimento consumiram R\$ 1.293,8 milhões (US\$ 225,32 milhões) no 1T25. O resultado decorre do pagamento de R\$ 869,5 milhões referentes à aplicação de capex e do pagamento da parcela diferida referente à aquisição do Polo Potiguar, R\$ 424,3 milhões.

As atividades de financiamento consumiram R\$ 838,7 milhões (US\$ 146,1 milhões) no 1T25 e contemplam: (i) a amortização de empréstimos e debêntures no valor de R\$ 508,7 milhões, (ii) o pagamento de juros de R\$ 550,5 milhões, (iii) o resultado negativo de hedge de câmbio e *swap* de dívidas de R\$ 90,6 milhões, (iv) resultado negativo de aplicações financeiras de R\$ 67,9 milhões, parcialmente compensadas por (v) novas captações no montante total de R\$ 379,0 milhões.

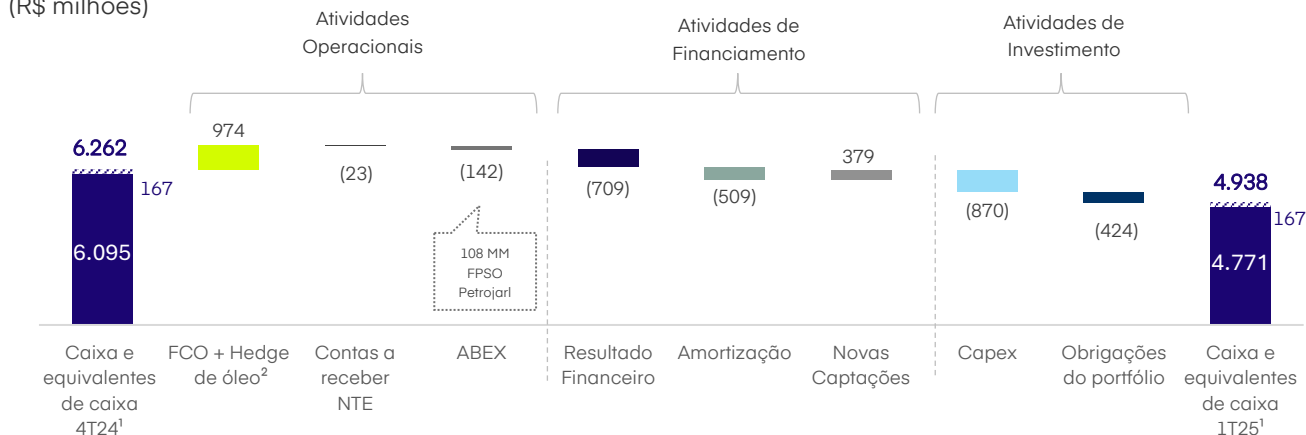
Em decorrência dessa dinâmica, o caixa líquido, desconsiderando a aplicação financeira do *Total Return Swap (TRS)*, registrou um consumo de R\$ 1.324,0 milhões (US\$ 230,6 milhões) no trimestre, sendo R\$ 544,0 milhões (US\$ 96,5 milhões) referente ao resultado líquido de (i) amortização de empréstimos e debêntures, (ii) novas captações de dívidas e (iii) pagamento de parcela diferida referente à aquisição de ativo.

¹⁰ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,74

Comentário do Desempenho

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)



⚡ Ações em tesouraria

¹ O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da 3R Lux de R\$ 2.916,5 milhões.

² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 3,5 milhões).

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 1T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 4.770,6 milhões, -21,7% T/T, ou US\$ 830,8 milhões. Este valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira referente ao *Total Return Swap (TRS)* de R\$ 2.916,5 milhões (US\$ 507,9 milhões).

O resultado no caixa é explicado, principalmente por: (i) a amortização das dívidas no valor de R\$ 508,7 milhões (US\$ 88,6 milhões), (ii) o pagamento de juros de R\$ 550,5 milhões (US\$ 95,9 milhões), (iii) o pagamento de R\$ 424,3 milhões (US\$ 73,9 milhões) referente à parcela de obrigações ao portfólio (*earn-outs*) do Polo Potiguar, (iv) a investimentos (capex) de R\$ 869,5 milhões (US\$ 151,4 milhões), parcialmente compensados por (v) uma geração de caixa operacional no valor de R\$ 973,8 milhões (US\$ 169,6 milhões). Ao considerar o aumento do saldo de contas a receber do parceiro em Papa-Terra e os custos de abandono (ABEX) realizadas no período, a soma das atividades operacionais alcançou R\$808,6 milhões (US\$ 140,8 milhões).

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.931,7 (US\$ 510,6) milhões, encerrou o 1T25 em R\$ 14.770,9 milhões, -6,1% T/T, ou US\$ 2.572,3 milhões, +1,2% T/T. O resultado é explicado, além dos efeitos explicados acima, pelos efeitos de variação cambial sobre a parcela dolarizada de instrumentos de dívida e atualização monetária de debêntures e juros incorridos.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 1T25 com dívida líquida de R\$ 10.000,3 milhões, +3,7% T/T, ou US\$ 1.741,5 milhões, +11,9% T/T.

Adicionalmente à dívida financeira indicada acima, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados ao valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo.

No encerramento do 1T25, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.888,0 milhões, -22,1% T/T, ou US\$ 328,8 milhões, -16,0% T/T. Esta variação é justificada pelo pagamento de R\$ 424,3 milhões (US\$ 73,9 milhões) referente a uma parcela do Polo Potiguar e pela atualização monetária dos saldos, impactada pela desvalorização de 7,3% (T/T *EoP*) do dólar no final do trimestre em comparação ao final do trimestre anterior.

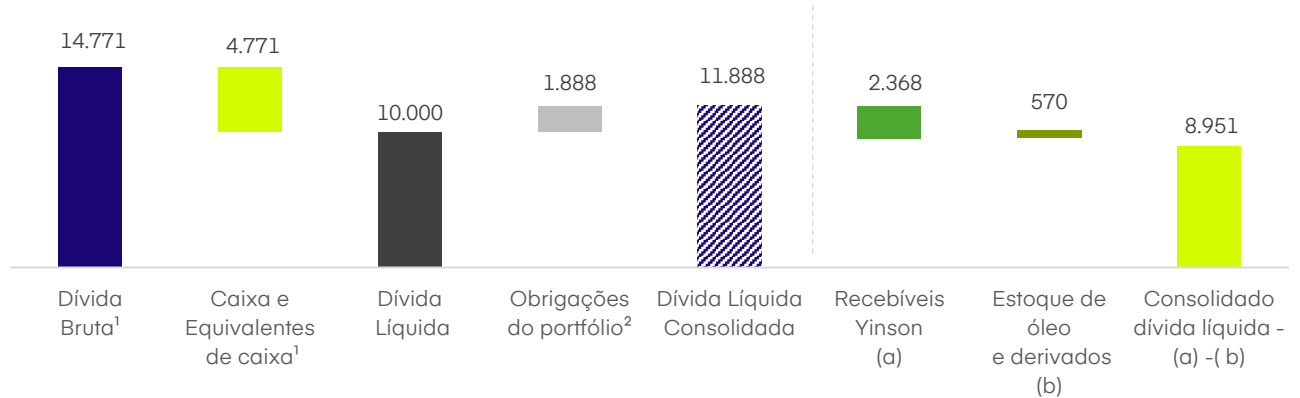
Comentário do Desempenho

Ativos	2T25	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Em milhões de reais									
Peroá (WI 100%)	-	91	-	163	-	-	-	-	254
Papa Terra (WI 62,5%)	101	-	-	123	45	20	132	70	490
Potiguar	-	-	-	424	391	-	-	-	815
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	174	155	-	-	-	-	329
Total de Pagamentos	101	91	174	864	436	20	132	70	1.888
Contingente	101	91	-	285	45	20	132	70	744
Diferido	-	-	174	578	391	-	-	-	1.144

Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 11.888,3 milhões -1,5%, ou US\$ 2.070,3 milhões +6,3% T/T.

Endividamento

(R\$ milhões)



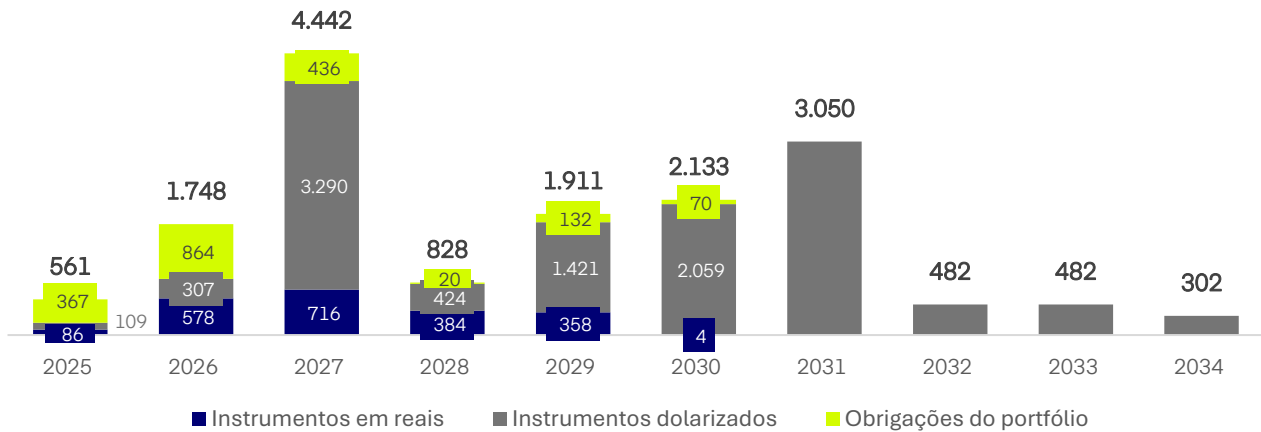
¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.931,7 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS (R\$ 2.916,5 milhões ou US\$ 507,9 milhões).
² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de março de 2025.

O gráfico abaixo apresenta, na visão combinada após incorporações, o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do primeiro trimestre de 2025 da Brava Energia.

Comentário do Desempenho

Perfil de Amortização¹¹

(R\$ milhões)



Vale destacar que a Companhia obteve aprovação de anuência prévia (*waiver*) em Assembleias Gerais de Debenturistas ("AGDs") no dia 11 de março, referente à 4ª Emissão da 3R Potiguar, e no dia 14 de março, referente às 3ª e 4ª Emissões da Brava (atual denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucieda pela Brava), para (i) alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até 3T25, inclusive), e para (ii) adoção do dólar norte-americano (US\$) como moeda para o cálculo do referido índice, conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Neste contexto, a alavancagem da Companhia no fim do 1T25 ficou em 3,37x, calculado em dólares norte-americanos (US\$) e dentro do limite máximo de 4,0x aprovado em AGDs por credores para esse trimestre, obedecendo a seguinte metodologia: com base na Demonstração Financeira ou ITR da Companhia em reais (R\$), as rubricas que compõem: (i) o Balanço Patrimonial são convertidas para dólares, com a taxa de câmbio de fechamento na data do respectivo balanço, e (ii) a Demonstração de Resultados, são convertidas para dólares, com base nas taxas de câmbio vigentes nas datas de ocorrência das transações, equivalente à taxas médias históricas de cada um dos trimestres do período de apuração do EBITDA (conforme a metodologia dos itens 39 e 40 do "Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2)").

Vale destacar que este aumento momentâneo de alavancagem é decorrente das restrições operacionais de produção dos ativos *offshore* no 4Q24, justificadas pelo atraso na obtenção das anuências regulatórias para o início de operação do FPSO Atlanta e pela parada de manutenção das unidades de produção de Papa-Terra. Conforme descrito na seção de Desempenho Operacional, a produção de Papa-Terra e o início de operação do FPSO Atlanta ocorreu nos últimos dias de dezembro de 2024, ampliando de forma expressiva o potencial de produção da Companhia.

Por fim, importante também mencionar que a Companhia obteve em abril de 2025 reafirmação dos *ratings* pela S&P, em escala nacional de brAA-, com perspectiva positiva por expectativa de maior produção e redução da alavancagem nos próximos meses. Adicionalmente, o *rating* da Companhia pela Fitch é de AA- no rating nacional de longo prazo (com perspectiva estável).

¹¹ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture cambial do Santander que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da 3R Lux.

Comentário do Desempenho

Anexo I – Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	1T25	1T24 proforma	Δ A/A	4T24	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	2.694.545	1.909.683	41%	3.171.958	-15%
Aplicações financeiras	1.676.964	1.093.676	53%	2.478.729	-32%
Caixa Restrito	32.241	322.949	-90%	30.622	5%
Contas a receber de terceiros	265.319	714.684	-63%	337.409	-21%
Estoque	1.064.288	975.860	9%	940.407	13%
Créditos com parceiros	-	-	-	526.948	-
Adiantamentos	225.918	327.897	-31%	193.422	17%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	285.161	376.202	-24%	317.175	-10%
Outros impostos a recuperar	425.744	-	-	483.746	-12%
Derivativos	64.033	73.792	-13%	67.899	-6%
Contas a receber - Follow On	-	-	-	-	-
Despesas antecipadas	156.334	173.338	-10%	153.954	2%
Créditos a receber - Yinson	68.909	69.648	-1%	220.137	-69%
Outros ativos	96.762	104.492	-7%	113.860	-15%
Ativos classificados como mantidos para venda	173.676	-	-	169.223	3%
Total do ativo circulante	7.229.894	6.142.221	18%	9.205.489	-21%
Aplicações financeiras	2.871.100	2.498.100	15%	3.221.519	-11%
Caixa restrito	412.254	299.720	38%	414.189	0%
Estoques	91.607	-	-	76.075	20%
Créditos com parceiros	549.386	-	-	-	-
Depósitos judiciais	8.319	6.736	24%	8.300	0%
Outros impostos a recuperar	132.931	190.369	-30%	125.886	6%
Despesas antecipadas	6.237	-	-	10.714	-42%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	674.724	639.866	5%	1.054.977	-36%
Créditos a receber - Yinson	2.298.778	1.779.318	29%	2.268.396	1%
Derivativos	-	36.037	-100%	35.607	-100%
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	0%	1.600	0%
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	87.748	-	-	-
Imobilizado	15.990.914	9.109.754	76%	14.837.652	8%
Intangível	8.551.281	7.722.087	11%	8.695.830	-2%
Direito de uso	4.344.436	502.745	764%	4.488.216	-3%
Outros ativos	17.597	10.226	72%	19.297	-9%
Total do ativo não circulante	35.951.164	22.884.306	57%	35.258.258	2%
Total do ativo	43.181.058	29.026.527	49%	44.463.747	-3%
Passivo					
Fornecedores	2.398.290	1.574.447	52%	2.402.869	0%
Empréstimos e financiamentos	332.745	365.730	-9%	668.577	-50%
Arrendamentos	258.125	228.563	13%	365.556	-29%
Obrigações trabalhistas	98.881	127.886	-23%	188.125	-47%
Valores a pagar por aquisições	1.054.677	840.404	25%	940.444	12%
Pagamento baseado em ações	5.625	992	467%	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	-	6.164	-100%	-	-
Adiantamento de clientes	189.493	-	-	-	-
Dividendos a pagar	14	92.565	-100%	14	0%
Imposto de renda e contribuição social a recolher	69.270	73.543	-6%	120.444	-42%
Outros impostos a recolher	87.707	242.225	-64%	113.739	-23%
Provisão para pagamento de Royalties	69.423	34.906	99%	35.161	97%
Debêntures	249.445	178.338	40%	272.863	-9%
Debêntures - Partes relacionadas	10.918	21.990	-50%	21.534	-49%
Derivativos	49.151	60.769	-19%	22.627	117%
Outras obrigações	255.123	152.898	67%	258.123	-1%
Ativos classificados como mantidos para venda	32.625	-	-	28.172	16%
Total do passivo circulante	5.161.512	4.001.419	29%	5.438.248	-5%
Fornecedores	647.453	-	-	749.331	-14%
Empréstimos e financiamentos	3.477.819	2.907.206	20%	3.609.989	-4%
Derivativos	-	87.684	-100%	23.638	-100%
Arrendamentos	3.861.370	65.362	5808%	4.150.336	-7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	640.860	146.273	338%	652.212	-2%
Provisão para contingências	4.045	3.351	21%	3.559	14%
Valores a pagar por aquisições	833.380	1.112.676	-25%	1.483.356	-44%
Obrigações com consórcio	-	57.922	-100%	-	-
Provisão para abandono	3.652.764	2.121.326	72%	3.324.911	10%
Debêntures	13.631.702	8.928.267	53%	14.392.631	-5%
Debêntures - Partes relacionadas	-	10.718	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	-	-	6.108	-
Outras obrigações	112.879	72.884	55%	105.757	7%
Total do passivo não circulante	26.868.380	15.513.669	73%	28.501.828	-6%
Capital social	11.971.588	7.140.179	68%	11.971.561	0%
Reserva de capital	(1.192.886)	74.192	-1708%	(1.193.090)	0%
Reserva de lucros	-	2.117.656	-100%	19.487	-100%
Ajuste de avaliação patrimonial	155.798	92.326	69%	357.708	-56%
Outros resultados abrangentes	-	35.127	-100%	-	-
Prejuízo acumulado	216.666	(26.432)	-920%	(631.995)	-134%
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	11.151.166	9.433.048	18%	10.523.671	6%
Participação de acionistas não controladores	-	78.390	-	-	-
Patrimônio líquido	11.151.166	9.511.438	17%	10.523.671	6%
Total do passivo e patrimônio líquido	43.181.058	29.026.526	49%	44.463.747	-3%



Comentário do Desempenho

Anexo II – Demonstração de Resultados detalhada

Demonstração de Resultado	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Papa-Terra	Atlanta	Parque das Conchas	Peroá	Manati	Pescada	Onshore	Offshore	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	1T25	1T24 Proforma	Δ A/A	4T24 Proforma	Δ T/T
Em milhões de reais																		
Receita Líquida	832,9	229,1	247,6	562,0	245,4	99,1	-	3,5	1.062,0	1.157,6	1.495,1	-	(840,3)	2.874,3	2.823,6	1,8%	1.949,8	47,4%
Custo do Produto Vendido	(432,4)	(183,3)	(242,6)	(229,4)	(110,3)	(77,4)	(25,2)	(15,9)	(615,6)	(700,9)	(1.421,5)	-	794,1	(1.943,9)	(1.840,4)	5,6%	(1.514,0)	28,4%
Royalties	(73,3)	(18,0)	(34,1)	(38,7)	(20,6)	0,2	-	(0,9)	(91,4)	(94,1)	-	-	-	(185,4)	(151,4)	22,5%	(86,3)	2,1x
Lucro Bruto	400,5	45,8	5,0	332,6	135,1	21,8	(25,2)	(12,4)	446,3	456,8	73,6	-	(46,2)	930,5	983,1	-5,4%	435,8	2,1x
Despesas G&A	(56,0)	(18,7)	(17,0)	(34,6)	(1,1)	(4,2)	(0,0)	(0,5)	(74,7)	(57,5)	(15,7)	(16,1)	-	(163,9)	(178,8)	-8,3%	(134,4)	21,9%
Gastos Exploratórios	-	-	-	(23,2)	-	-	-	-	-	(23,2)	-	-	-	(23,2)	(4,4)	5,3x	(11,3)	2,0x
Outras receitas e despesas operacionais	(1,5)	0,5	(5,8)	(66,2)	-	(0,0)	-	(1,5)	(1,0)	(73,5)	0,1	(2,9)	-	(77,4)	(4,6)	16,6x	(120,7)	-35,9%
Lucro Operacional	343,0	27,6	(17,8)	208,7	133,9	17,5	(25,3)	(14,4)	370,6	302,7	58,0	(19,0)	(46,2)	666,0	795,3	-16,2%	169,3	3,9x
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-
Resultado antes de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.254,8	45,7	27,5x	(1.615,8)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-
Lucro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	829,2	(20,7)	-	(1.028,1)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-
Depreciação e Amortização	(108,8)	(67,8)	(139,3)	(34,0)	(18,2)	(19,1)	(7,5)	(0,7)	(176,6)	(218,8)	(17,7)	-	(34,2)	(447,4)	(538,4)	-16,9%	(214,2)	2,1x
Depreciação e Amortização G&A	(5,8)	(2,2)	(0,5)	(0,4)	-	(0,1)	-	(0,0)	(8,0)	(1,1)	(0,02)	(5,6)	-	(14,7)	(10,3)	42,6%	(11,7)	25,7%
EBITDA	457,6	97,5	16,7	348,4	152,1	36,7	(17,7)	(13,6)	555,1	522,5	75,8	(13,4)	(12,0)	1.128,0	1.344,0	-16,1%	395,2	2,9x
Margem EBITDA	54,9%	42,6%	6,7%	62,0%	62,0%	37,0%	-	-	52,3%	45,1%	5,1%	-	-	39,2%	47,6%	-8,4 p.p.	20,3%	19,0 p.p.
Ajustes não recorrentes	-	-	-	(53,7)	-	-	(8,7)	1,4	-	(61,0)	-	2,9	-	(58,0)	(100,2)	-42,1%	110,1	-
EBITDA Ajustado	457,6	97,5	16,7	294,6	152,1	36,7	(26,4)	(12,2)	555,1	461,5	75,8	(10,5)	(12,0)	1.070,0	1.243,8	-14,0%	505,2	2,1x
Margem EBITDA Ajustado	54,9%	42,6%	6,7%	52,4%	62,0%	37,0%	-	-	52,3%	39,9%	5,1%	-	-	37,2%	44,1%	-6,8 p.p.	25,9%	11,3 p.p.

Comentário do Desempenho

Anexo III – Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa			
Em milhares de reais	1T25	4T24	Δ T/T
Resultado do período	829.174	(1.028.149)	-
Ajustes por:			
Resultado de aplicações financeiras	(114.811)	(232.929)	-51%
Juros de dívida	429.177	474.670	-10%
Ajuste a valor presente	131.108	24.874	5,3x
Derivativos não realizados	(315.124)	597.004	-
Variação cambial não realizada	(586.140)	830.251	-
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	486	252	93%
Provisão no valor recuperável de ativos	-	28.705	-
Baixa de Imobilizado e intangível	-	1.308	-
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	233	-
Baixa de passivo de arrendamento	(34.644)	45.893	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	(187.162)	65.142	-
Depreciação do imobilizado	185.932	-	-
Amortização do intangível	154.214	-	-
Receita de juros de empréstimos - Yinson	(35.528)	(35.460)	0%
Amortização e depreciação	-	198.831	-
Depreciação de direito de uso	121.908	27.037	4,5x
Apropriação de seguro resultado financeiro	5.443	12.332	-56%
Despesas antecipadas apropriadas no período	69.187	143.225	-52%
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	24.601	11.742	2,1x
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	425.623	(587.680)	-
Transação com pagamento baseado em ação	5.829	-	-
Atualização earn-out antigo controlador	2.943	(1.142)	-
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	-	4.906	-
Atualização da provisão para abandono	59.601	32.595	83%
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	1.442	(6.687)	-
	1.173.259	606.953	93%
Variação em ativos e passivos			
Contas a receber de terceiros	72.090	(46.072)	-
Imposto de renda, contribuição social e outros	82.970	(86.626)	-
Imposto de renda e outros impostos a recolher	(102.615)	-	-
Estoques	(161.328)	(35.638)	4,5x
Outros ativos	30.435	8.430	3,6x
Crédito com parceiros	(22.438)	(188.735)	-88%
Fornecedores	(213.586)	588.618	-
Valores a pagar ao operador	-	-	-
Depósitos judiciais	(19)	(267)	-93%
Despesas antecipadas	(72.533)	(122.093)	-41%
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	(89.244)	(12.289)	7,3x
Royalties	34.262	(8.034)	-
Ativo e passivo mantidos para venda	-	-	-
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(37.254)	(120.579)	-69%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	57.418	-
Derivativos de óleo	3.528	(2.283)	-
Adiantamentos	(32.496)	(111.407)	-71%
Outros passivos	-	186.649	-
Outras obrigações	175.139	-	-
Impostos pagos sobre o lucro	(31.597)	(60.052)	-47%
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	808.573	653.993	24%

Comentário do Desempenho**Demonstração de Fluxo de Caixa**

Em milhares de reais	1T25	4T24	Δ T/T
Aplicações financeiras	920.609	2.437.616	-62%
Alienação de participação BS-4	-	-	-
Aumento de capital social em controlada	-	-	-
Financiamentos concedidos - Yinson	(26.314)	(3.435)	7,7x
Depósito vinculado	-	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(860.917)	(1.145.230)	-25%
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	(424.281)	-	-
Aquisição de intangível	(8.630)	(296.969)	-97%
Debêntures emitidas - Partes relacionadas	-	-	-
Caixa restrito	316	20.746	-98%
Recebimento na alienação de ativo mantido para venda	-	-	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(399.217)	1.012.728	-
Custo de transação	-	(130)	-
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(537.966)	(285.750)	88%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	(788)	(5.143)	-85%
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	(90.636)	205.040	-0,4x
Pagamento de passivo de arrendamento	(117.691)	(77.340)	52%
Recebimento aporte de capital	-	-	-
Emissão de debêntures	-	-	-
Aumento de capital social	27	-	-
Aumento de reserva de capital	-	-	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(505.010)	(50.149)	10,1x
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	(10.357)	(31.428)	-67%
Dividendos pagos	-	-	-
Empréstimos captados	379.004	-	-
Ações em tesouraria	-	-	-
Recebimento Oferta Pública	-	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(883.417)	(244.900)	2,6x
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	(474.061)	1.421.821	-
Caixa e equivalente de caixa no início do período	3.171.958	1.777.754	78%
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(3.352)	(27.626)	-88%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	2.694.545	3.171.958	-15%
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	(474.061)	1.421.830	-

Comentário do Desempenho

Anexo V – Tabela Produção por Ativo

Portfólio boe/d	2T24	3T24	4T24	1T25	ABR 25
Produção Total Bruta	59.564	51.729	39.350	71.815	81.822
Onshore	34.083	32.409	34.106	34.228	33.880
Offshore	25.481	19.320	5.244	36.587	47.942
Óleo bbl/d	48.610	41.205	29.196	58.509	69.201
Complexo Potiguar	23.455	22.158	23.352	23.004	22.711
Complexo Recôncavo	3.701	3.297	3.215	3.465	3.394
Papa-Terra (62,5%) ⁽¹⁾	8.053	3.543	87	8.078	10.889
Atlanta (100 / 80%) ⁽²⁾	13.257	12.104	2.356	17.975	26.033
Parque das Conchas (23%) ⁽⁴⁾	-	-	83	5.879	6.079
Peroá	144	103	103	108	95
Manati (45%)	-	-	-	-	-
Gás boe/d	10.954	10.524	10.154	12.306	12.621
Complexo Potiguar	1.874	1.808	1.901	2.070	2.034
Complexo Recôncavo ⁽³⁾	5.336	5.493	5.954	6.041	6.063
Papa-Terra (62,5%) ⁽¹⁾	349	163	5	388	524
Atlanta (100 / 80%) ⁽²⁾	566	534	87	836	1.192
Parque das Conchas (23%) ⁽⁴⁾	-	-	5	403	461
Peroá	2.829	2.526	2.202	2.568	2.348
Manati (45%)	-	-	-	-	-

(1) Papa-Terra: Em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do *Joint Operating Agreement* (JOA), o direito de cessão compulsória (*forfeiture*) da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica Energy Ltda. (NTE) no consórcio, em função do inadimplemento de obrigações financeiras. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, no qual foi deferida medida liminar suspendendo o processo perante a ANP até que seja proferida decisão arbitral. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi formado em março de 2025; (2) A Companhia concluiu em 26 de setembro de 2024 a venda de 20% de Atlanta para Westlawn Americas Offshore LLC, passando a deter a participação de 80% no ativo; (3) Em abril de 2025, ~29% do gás produzido no Recôncavo foi reinjetado; (4) A Companhia concluiu em 30 de dezembro de 2024 a aquisição da participação de 23% em Parque das Conchas detida pela QatarEnergy.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas**

31 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1 . Contexto operacional

A Brava Energia S.A. (“Companhia” ou “Brava”) é uma sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010. A sede da Companhia fica situada na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro. A Brava atua no setor de óleo e gás com foco em redesenvolvimento de campos maduros em produção localizados em terra (*onshore*), em águas rasas (*shallow-water*), e águas profundas (*offshore*) detendo qualificação de Operador “A” perante a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”).

A Companhia tem por objeto social: (a) explorar, produzir e refinar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a ANP tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos; e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

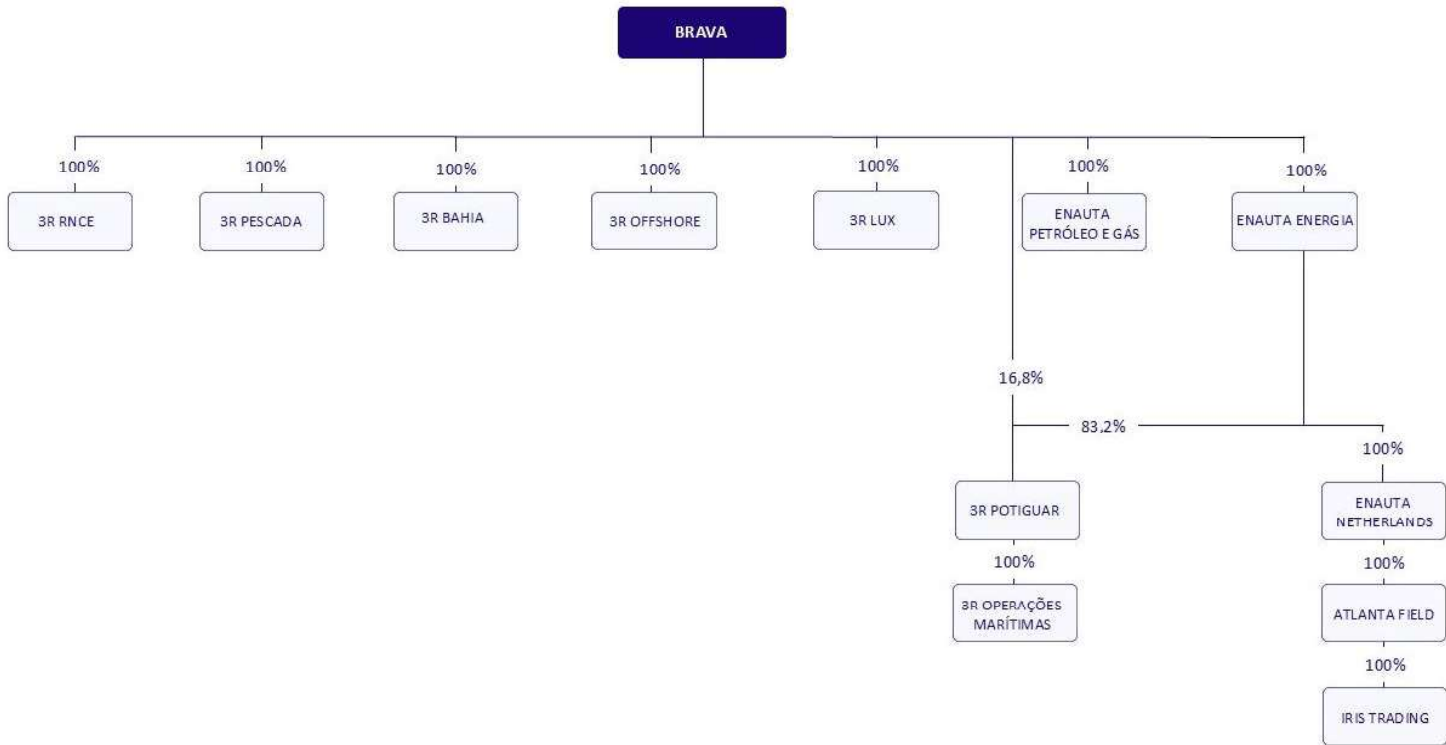
Estrutura societária

Em 31 de março 2025, a Brava detém 100% do capital social direto e indireto das seguintes sociedades (“Grupo”): 3R Bahia S.A. (“3R Bahia”), 3R Pescada S.A. (“3R Pescada”), 3R RNCE S.A. (“3R RNCE”), 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), 3R Operações Marítimas S.A. (“3R Operações Marítimas”), 3R Petroleum Offshore S.A. (“3R Offshore”), 3R Lux S.à.r.l. (“3R Lux”), Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”), Enauta Petróleo e Gás Ltda. (“Enauta Petróleo e Gas”), Enauta Netherlands B.V. (“Enauta Netherlands”), Atlanta Field B.V. (“Atlanta Field”) e Iris Trading SA (“Iris Trading”).

Em 28 de fevereiro de 2025, a Administração deliberou pelo encerramento da Enauta Finance, subsidiária da Brava Energia situada na Holanda. A referida sociedade não apresentava atividades operacionais e não representa impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em 17 março de 2025, a Enauta Energia aumentou sua participação societária na 3R Potiguar para 83,2% mediante emissão de 833.333.334 novas ações ordinárias, o que representou um aporte de capital de R\$ 450.000, reduzindo a participação da Brava para 16,8%.

Sendo assim, a estrutura societária em 31 de março de 2025 passou a ser conforme apresentada abaixo:



Brava
A Companhia é operadora com 100% de participação no bloco BAR-M-387, localizado na bacia de Barreirinhas, no Maranhão, adquirido na 11ª rodada de licitações da ANP, tendo pago R\$ 778 de bônus de assinatura. Em 31 de dezembro

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -**Notas Explicativas**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

de 2024, a Companhia já havia cumprido 98% do Programa Exploratório Mínimo ("PEM") desse bloco, restando somente 2,40098 UTs de PEM. Este contrato encontra-se com o 1º Período Exploratório suspenso com base na NT nº19/2023/SEP, referente a baixa flexibilidade para cumprimento do PEM fora da área de concessão.

Enauta Energia

A Enauta Energia é controlada direta da Brava desde 1º de novembro de 2024. Sociedade anônima de capital fechado, tem como principal objeto social a exploração, perfuração, desenvolvimento de projetos de produção, produção, importação, exportação, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados, operação na navegação de apoio marítimo e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a realizar qualquer negócio ou atividades relacionada com seus objetivos sociais, seja como sócia, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica, mediante concessão ou autorização das autoridades competentes.

A Enauta Energia é Operador "A" perante a ANP e detém 80% de participação no campo de Atlanta e Oliva (Bloco BS-4), sendo o restante 20% detidos pela Westlawn Americas Offshore LLC ("WAO"). Os custos são compartilhados com o parceiro na proporção de 20% desde de setembro de 2024, quando houve a conclusão da transação de compra e venda. Além desse ativo a Enauta Energia detém 45% do campo de Manati.

A Enauta Energia possui ainda participação em diversos blocos exploratórios nas bacias do Paraná (blocos PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99), Sergipe-Alagoas (blocos SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-501, SEAL-M-503, SEAL-M-430, SEAL-M-573, SEAL-M-505, SEAL-M-575, SEAL-M-637), Pará-Maranhão (blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337) e Foz do Amazonas (bloco FZA-M-90).

Campo de Atlanta (Bloco BS-4)

Localizado em águas profundas, na Bacia de Santos, o campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. Em 11 de setembro de 2024 o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) emitiu a licença de operação do FPSO Atlanta. O Sistema Definitivo do FPSO Atlanta entrou em operação em 30 de dezembro de 2024.

Campo de Manati (Bloco BCAM-40)

Localizado em águas rasas, na Bacia de Camamu-Almada, no litoral do estado da Bahia, o campo de Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à uma plataforma fixa de produção (PMNT-1). A Enauta Energia possui 45% de participação neste campo, sendo a Petrobras Operadora com 35% de participação e Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda, com 10% de participação e a GBS Estocagem de Gás Natural S.A. ("Gas Bridge") com 10% de participação.

Enauta Petróleo e Gás

A Enauta Petróleo e Gás é controlada direta da Brava a partir de 1º de novembro de 2024. Possui participação de 23% nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, no Parque das Conchas, na Bacia de Campos (BC-10), que têm atualmente os contratos de concessão com vigência até 2032. A conclusão desta transação de compra e venda ocorreu em 30 de dezembro de 2024, após o atendimento de todas as condições precedentes.

A Enauta Petróleo e Gás é uma sociedade limitada e tem como principal objeto social o investimento em ativos, em áreas territoriais ou marítimas, relacionadas com o segmento de energia no Brasil, a exploração, produção e comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e hidrocarbonetos fluídos, a exportação e importação de bens, máquina, equipamentos e insumos relacionados às suas atividades fins, participação em outras sociedades, simples ou empresárias, como sócia, acionista ou quotista, podendo ainda representar sociedade nacionais ou estrangeiras e o exercício de atividades relacionadas ao seu objeto social.

3R Offshore

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a possuir 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora e detém 100% de participação no Polo Peroa e 62,5% do Polo Papa Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"), o qual encontra-se em disputa, conforme descrito abaixo.

Adicionalmente, a 3R Offshore é concessionária de 100% do campo de Camarão que se encontra com o contrato suspenso aguardando a finalização da devolução do campo de Camarão Norte. A Companhia reavaliou os seus investimentos neste campo e, em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 manteve constituída a provisão de *impairment* da totalidade do ativo.

Polo Peroá

O Polo Peroá compreende os campos de produção de Peroá e Congoá, localizados em águas rasas na Bacia do Espírito

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -**Notas Explicativas**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Santo e o Bloco BM-ES-21 (Malombe), localizado em águas profundas, na mesma Bacia.

Campo Papa-Terra

O campo de Papa-Terra compreende o campo de produção de Papa-Terra localizados em águas profundas na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro e sua descoberta ocorreu em 2003 e o início de sua produção em novembro de 2013. O ativo é composto da FPSO (3R-3) e a plataforma do tipo TLWP (3R-2).

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do Joint Operating Agreement ("JOA"), o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE (*forfeiture*), em função do inadimplemento, por parte da NTE, de obrigações financeiras, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do JOA. Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a ANP visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, tendo sido proferida decisão liminar em 1ª instância, posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa-Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa-Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Em 4 de março de 2025, foi constituído o Tribunal Arbitral para apreciação deste litígio. Tais movimentações realizadas pelo referido tribunal correm em segredo de justiça.

3R Potiguar - Polo Potiguar

O Polo Potiguar contempla (i) a concessão de um conjunto de 22 campos de óleo e gás, bem como toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação e (ii) instalações do Ativo Industrial de Guamaré ("AIG"), que compreende as unidades de processamento de gás natural (UPGNs), a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guamaré (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados.

O Polo Potiguar abarca três subpolos de concessões: (i) Canto do Amaro, que é formado por doze concessões de produção onshore; (ii) Alto do Rodrigues, que é formado por sete concessões de produção onshore; e (iii) Ubarana, que é formado por três concessões localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guamaré. A logística do Polo é otimizada pela integração dos campos de produção com uma extensa rede de dutos que transportam os fluidos produzidos até as instalações de processamento e tancagem localizadas no AIG.

O campo de Angico, localizado no subpolo de Alto do Rodrigues, faz parte de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) firmado com os campos de Sabiá da Mata e Janduí. O AIP visa regular a exploração de reservatórios compartilhados entre áreas distintas. A operação do AIP, perante a ANP, é de responsabilidade da PetroRecôncavo.

Adicionalmente, a 3R Potiguar adquiriu 3 blocos exploratório no 4º Ciclo de Oferta Permanente (POT-T-403, POT-T-488 e POT-T-531).

3R Operações Marítimas

Constituída em 01 de abril de 2022 a 3R Operações Marítimas é controlada diretamente e integralmente pela 3R Potiguar e indiretamente pela Brava com a finalidade de prestar serviços portuários para sua controladora e terceiros.

3R RNCE

A 3R RNCE é detentora e operadora dos campos terrestres em fase de produção com 100% de participação em todas as concessões dos Polos Macau e Fazenda Belém e dos campos de Ponta do Mel e Redonda, bem como os blocos exploratórios POT-T-326, POT-T-353, POT-T-437, POT-T-524, POT-T-525 e POT-T-568.

Polo Areia Branca

Os campos Ponta do Mel e Redonda são localizados no município de Areia Branca, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas**11 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**Polo Macau**

O Polo Macau é composto por 6 campos terrestres: Macau, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão, Sanhaçu e Carcará, situados na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte.

Polo Fazenda Belém

O Polo Fazenda Belém consiste nos campos terrestres: Fazenda Belém e Icapuí, situados na bacia Potiguar, no Estado do Ceará.

3R Bahia**Polo Recôncavo**

O Polo Recôncavo compreende 12 campos terrestres: Aratu, Ilha de Bimbarra, Massuí, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, situados na Bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia é operadora com 100% de participação nessas concessões, com exceção de Cambacica e Guanambi, nas quais possui participação de 75% (25% da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda.) e 80% (20% da Sonangol Guanambi Exploracao e Producao de Petroleo Ltda.), respectivamente.

Polo Rio Ventura

O Polo Rio Ventura é composto por 5 campos terrestres: Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, e Tapiranga Norte, situados na bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia opera com 100% de participação nestes campos.

O campo de Bonsucesso integra um AIP firmado com o campo de Gomo, operado pela PetroRecôncavo. Nesse AIP, a Brava atua como operadora perante a ANP.

3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

A 3R Pescada detém 35% de participação nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, situados na plataforma continental da bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. Esses campos estão em fase de produção e são operados pela Petrobras, que detém os 65% restantes de participação.

Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação restante da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, entretanto essa aquisição ainda não está concluída, encontrando-se em fase de aprovação de transferência dos contratos de concessão, conforme nota explicativa 35 (b).

3R Lux

Constituída em 13 de junho de 2022 a 3R Lux é controlada diretamente em sua totalidade pela Brava com a finalidade de adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Enauta Netherlands

A Enauta Netherlands é controlada direta da Enauta Energia e passou a ser controlada indireta da Brava em 1º de novembro de 2024. A Enauta Netherlands tem como finalidade constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais.

Atlanta Field

A Atlanta Field é controlada direta da Enauta Netherlands e passou a ser controlada indireta da Brava em 1º de novembro de 2024. A Atlanta Field tem como finalidade a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração de hidrocarbonetos e, ainda, adquirir, participar e administrar e supervisionar negócios e sociedades. À época de sua constituição, foi criada visando a parceria com os não operadores na concessão do Bloco BS-4, no contexto do regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens ("REPETRO").

Iris Trading

A Iris Trading SA possui sede na Suíça e foi constituída em 26 de novembro de 2024 como uma subsidiária indireta da Enauta Energia, sendo, portanto, uma controlada indireta da Companhia. O objetivo de sua constituição é o exercício de atividades de importação e exportação, comércio, marketing, fornecimento, distribuição, entre outras atividades no setor do petróleo, gás e energia.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -**Notas Explicativas**31 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**Eventos relevantes ocorridos no período****Venda de concessões no Rio Grande do Norte**

Em 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou junto ao consórcio formado por Azevedo e Travassos Petróleo S. A. ("A&T") e Petro-Victory Energy Corp. ("PVE"), contrato para venda de 11 concessões de óleo e gás *onshore* localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

O valor total da transação é de US\$ 15,0 milhões, sendo: (i) US\$ 600 mil desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2,9 milhões a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8,0 milhões a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3,5 milhões a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assumira a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21 milhões pela Companhia. A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes, em especial à aprovação da ANP, dentre outros.

Encerramento das atividades da Enauta Finance

Em 28 de fevereiro de 2025, a Administração deliberou pelo encerramento da Enauta Finance subsidiária da Brava Energia situada na Holanda. A referida sociedade não apresentava atividades operacionais e não representa impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Obtenção de Waiver referente cláusulas restritivas (covenants)

Em 11 de março de 2025 em Assembleia Geral dos Debenturistas ("AGD") da 4ª Emissão da 3R Potiguar, bem como, no dia 14 de março de 2025, em AGDs das 3ª e 4ª Emissões da Brava (atual denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucieda pela Brava), obteve a aprovação de anuência prévia (*waiver*) para alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até o cálculo decorrente do 3º ITR de 2025, inclusive), e ainda, para que o referido índice passe a ser calculado em dólares norte-americanos (US\$) conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Relatório de Certificação de Reservas

A Companhia concluiu em 24 de março de 2025, através da certificadora internacional independente DeGolyer and MacNaughton, a reavaliação das reservas dos ativos agrupados por bacia, na data-base de 31 de dezembro de 2024. A certificação contempla 100% dos ativos *onshore* da Bacia Potiguar e da Bacia do Recôncavo, 80% de Atlanta, 45% de Manati, 100% de Peroá e 62,5% de Papa-Terra. Os campos de águas rasas no Rio Grande do Norte (Pescada e Ubarana) e os campos de Parque das Conchas (BC-10) não foram incluídos no escopo da certificação.

Considerando o portfólio consolidado, a Companhia passa a dispor de 479 milhões de barris óleo equivalente ("boe") de reservas provadas (1P) e 605 milhões de boe são reservas provadas mais prováveis (2P) considerando os ativos mencionados acima. Do total de reservas 1P, 92% são reservas de óleo e 8% representam reservas de gás natural.

2. Base de preparação e apresentação das informações trimestrais individuais e consolidadas**2.1. Declaração de conformidade**

As informações trimestrais - ITR individuais e consolidadas da Companhia ("informações trimestrais - ITR") foram preparadas e estão apresentadas conforme a IAS 34 Interim Financial Reporting (e o Pronunciamento Técnico - CPC 21 (R1) – Demonstrações Intermediárias).

Essas informações contábeis intermediárias devem ser lidas juntamente com as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, que foram elaboradas e apresentadas de acordo com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board – ("IASB") e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BRGAAP") que compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, Orientações e Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – ("CPC"), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e são apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), aplicáveis a elaboração das demonstrações financeiras, exceto pela não aplicação do item 74 do CPC 26 - "Apresentação das Demonstrações

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas**31 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Contábeis”, conforme explicado a seguir.

No trimestre findo em 31 de março de 2025, a Companhia cumpre todos os covenants estabelecidos em contrato com seus credores. Em 31 de dezembro de 2024, em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado (“Índice Financeiro”) estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos instrumentos de emissão referentes à (i) 3ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“RRRP13”), (ii) 4ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“RRRP14”), (iii) 4ª Emissão Privada de Debêntures da 3R Potiguar S.A. (“Debênture BTG Potiguar”), (iv) 3ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. (“ENAT13” e “ENAT23” e “ENAT33”) e (v) 4ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. (“ENAT14” e “ENAT24”) (em conjunto, “Debêntures”, “Emissões” e “Instrumentos de Dívida”, respectivamente).

Conquanto a Companhia tenha o entendimento que, pelas óticas jurídica e contratual, o descumprimento só se materializaria em data posterior a 31 de dezembro de 2024, pela ótica contábil, o disposto no item 74 do CPC 26, determina que a Companhia reclassifique as Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante. No entanto, considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado das Debêntures, a referida reclassificação conforme o item 74 do CPC 26 consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

Nesse contexto, em consonância com o item 19 do CPC 26, que determina que se a Administração vier a concluir que a conformidade com determinado requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduz a uma apresentação tão enganosa que entra em conflito com o objetivo das demonstrações financeiras estabelecido no CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro, a Companhia não deve aplicar tal requisito. A Administração concluiu que a reclassificação representaria uma informação enganosa para os usuários das Demonstrações Financeiras, afastando-se da finalidade de representação fidedigna dessas demonstrações, conforme previsto no CPC 00. Em atendimento ao item 20 do referido CPC 26, a Companhia informa que, caso tivesse sido cumprido o requisito do item 74 do CPC 26, nas Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o passivo circulante na controladora e consolidado seria aumentado e o passivo não circulante reduzido em R\$ 4.538.482 e R\$ 7.559.364, respectivamente.

As informações trimestrais - ITR individuais e consolidadas da Companhia foram autorizadas pela Administração em 12 de maio de 2025.

Todas as informações relevantes próprias das informações trimestrais - ITR, e somente aquelas relacionadas a elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

2.2. Base de consolidação – informações financeiras trimestrais - ITR

As informações financeiras das controladas estão incluídas nas informações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As políticas contábeis das controladas estão alinhadas com as políticas adotadas pela controladora. Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as informações financeiras das controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Os saldos e transações intergrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intergrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Os ganhos não realizados oriundos de transações com a controlada registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia nas controladas. Os resultados não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução do valor recuperável.

Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

2.3. Políticas contábeis adotadas

Estas informações trimestrais - ITR foram elaboradas seguindo princípios, práticas e critérios consistentes com aqueles adotados na elaboração das demonstrações financeiras anuais em 31 de dezembro de 2024. Conforme permitido pelo CPC 21 (R1) e IAS 34, a Administração optou por não divulgar novamente os detalhes das políticas contábeis adotadas pela Companhia, dessa forma, estas informações trimestrais - ITR devem ser lidas, em conjunto, com as referidas demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Adicionalmente, conforme requerido pelo CPC 26 (R1) e IAS 1, a Administração avaliou e não identificou políticas contábeis materiais que não estão divulgadas nas referidas demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024.

2.4 Ajuste tarifário internacional

A Companhia está sujeita a fatores de risco externos relacionados às suas operações e ao perfil da sua carteira de clientes e cadeias de suprimentos. Em fevereiro de 2025, os Estados Unidos da América assinaram uma ordem executiva que impôs tarifas sobre produtos de diversos países. O programa estabelece tarifas de importação individualizadas por país, tomando como base uma tarifa mínima de 10%. A data de vigência e os valores das tarifas variam de acordo com o país. Novos anúncios de tarifas foram divulgados recentemente e a Companhia está monitorando os desdobramentos. Até o momento, a Companhia não espera efeitos significativos diretos sobre suas operações.

3 . Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	16	16	150	362
Aplicações financeiras	260.824	567.213	1.699.157	2.879.026
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	96	108	995.238	292.570
	260.936	567.337	2.694.545	3.171.958

Os caixas e equivalentes de caixa constituem-se em valores mantidos em conta bancária, com liquidez imediata, mantidos principalmente por meio de Certificados de Depósitos Bancários (“CDB”) e Renda Fixa, com rendimentos atrelados ao Certificados de Depósitos Interbancários (“CDI”). Os recursos financeiros serão utilizados preponderantemente como capital de giro e para liquidação de obrigações assumidas pela Companhia.

Em 31 de março de 2025 a rentabilidade média do caixa investido era de aproximadamente 14,24% a.a. (11,89% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

3.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
No exterior:					
Conta corrente / overnight (a)	US\$ (Ptax)	-	-	1.101.646	2.040.622
Time deposits (a)	US\$ (Ptax)	-	-	529.944	438.107
Total Return Swap – TRS (b)	US\$ (Ptax)	-	-	2.916.474	3.221.519
		-	-	4.548.064	5.700.248
Total das aplicações financeiras		-	-	4.548.064	5.700.248
Ativo circulante		-	-	1.676.964	2.478.729
Ativo não circulante		-	-	2.871.100	3.221.519

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(a) Em 31 de março de 2025, a Companhia possuía recursos com a finalidade de atender compromissos de curto prazo, que estavam aplicados em *overnight* (US\$) e *time deposits* (US\$). Em 31 de março de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em *overnight* e *time deposits* era de aproximadamente 4,42% a.a. (4,50% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

(b) Refere-se a recursos aplicados no banco Santander Cayman Branch na modalidade TRS (*Total Return Swap*) pela controlada 3R Lux. Em 31 de março de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em TRS era de aproximadamente 10% a.a. (10% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

3.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Conta reserva (a)	29	29	412.254	414.189
Caixa restrito (b)	-	-	32.241	30.622
	29	29	444.495	444.811
Ativo circulante	29	29	32.241	30.622
Ativo não circulante	-	-	412.254	414.189

(a) Refere-se a contas *escrow*, vinculadas a empréstimos e debêntures.

(b) Em 31 de março de 2025, o saldo é composto pelo valor de R\$ 30.842 (R\$ 29.263 em 31 de dezembro de 2024) referente a pagamentos realizados a superficiários com pendências de regularização documental para recebimento do valor e R\$ 1.399 (R\$ 1.359 em 31 de dezembro de 2024), decorrente de depósitos realizados em conformidade com a Lei 13.799/19 de incentivo fiscal da SUDENE para reinvestimento e modernização.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4 . Contas a receber de terceiros

	Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Petróleo bruto	115.847	76.032
Derivados de petróleo	25.286	163.596
Gás	102.275	77.599
Prestação de serviços	21.911	20.182
Total	265.319	337.409
Total mercado interno	264.115	195.914
Total mercado externo	1.204	141.495

A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 não existiam valores relevantes vencidos no contas a receber, a Administração avaliou a perda esperada e definiu que qualquer constituição de provisão para perdas de crédito esperada seria imaterial. Em 31 de março de 2025 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 7 dias (em 31 de dezembro de 2024 o prazo médio de recebimento era de 12 dias).

5. Créditos com parceiros

	Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Créditos a receber	549.386	526.948
Total	549.386	526.948

Em 31 de março de 2025 o saldo de R\$ 549.386 (R\$ 526.948 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a valores a receber da NTE decorrentes de cash calls inadimplidos, já abatidos os valores correspondentes à receita decorrente da venda do volume de óleo correspondente à participação de 37,5% detida pela NTE no campo de Papa Terra. Em 31 de março de 2025 o montante foi integralmente reclassificado para o ativo não circulante.

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do Joint Operating Agreement (“JOA”), o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE (forfeiture), em função do inadimplemento, por parte da NTE, de suas obrigações financeiras, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do JOA. Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, tendo sido proferida decisão liminar em 1ª instância, posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa-Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa-Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento ds despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Em 4 de março de 2025 foi constituído o Tribunal Arbitral para apreciação deste litígio. Tais movimentações realizadas pelo referido tribunal correm em segredo de justiça.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

6 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamentos a fornecedores (a)	57	7	225.167	191.844
Outros adiantamentos	282	280	751	1.578
	339	287	225.918	193.422

(a) Refere-se principalmente à adiantamentos para viabilização de serviços necessários na operação do Polo Potiguar, no valor de R\$ 144.452 em 31 de março de 2025 (R\$ 124.951 em 31 de dezembro de 2024), Polo Papa-Terra, no valor de R\$ 52.393 em 31 de março de 2025 (R\$ 42.515 em 31 de dezembro de 2024) e nos campos de Pescada e Arabaiana, no valor de R\$ 23.380 em 31 de março de 2025 (R\$ 17.685 em 31 de dezembro de 2024).

7 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Óleo bruto de petróleo (a)	-	-	150.807	177.049
Derivados de petróleo (b)	-	-	419.301	342.703
Material de uso e consumo (c)	-	-	585.787	496.730
	-	-	1.155.895	1.016.482
Circulante	-	-	1.064.288	940.407
Não circulante	-	-	91.607	76.075

(a) Refere-se a estoques de petróleo em: (i) 3R Potiguar no valor de R\$ 46.180 (R\$ 52.900 em 31 de dezembro de 2024); (ii) Papa-Terra relativo a 62,5% da produção no valor de R\$ 67.489 (R\$ 82.496 em 31 de dezembro de 2024); (iii) Parque das Conchas referente ao estoque de petróleo relativo a 23%, no valor de R\$ 21.924 (R\$ 32.307 em 31 de dezembro de 2024) e em Atlanta relativo a 80%, no valor de R\$ 15.214 (R\$ 9.346 em 31 de dezembro de 2024).

(b) Refere-se ao estoque de produtos derivados de petróleo processados na refinaria Clara Camarão.

(c) Refere-se ao estoque de materiais e insumos para uso na operação e manutenção dos equipamentos de todos os Polos da Companhia. Estes materiais são classificados no ativo circulante e ativo não circulante, de acordo com a análise de rotatividade considerando a movimentação dos itens nos últimos 12 meses. Conforme este critério, no ativo circulante é registrada a parcela relativa à previsão de consumo para os próximos 12 meses e, no ativo não circulante, a parcela restante.

8 . Créditos a receber

Refere-se à venda do FPSO Atlanta para a Yinson Bouvardia Holdings Pte. Ltd. ("Yinson") em 31 de julho de 2023 por US\$ 400 milhões (equivalente a R\$ 1.918.280 na data da transação). A venda foi estruturada através da então controlada AFPS B.V. que detinha o ativo. Deste montante, US\$ 22 milhões (equivalente a R\$ 105.379 na data da transação) foram recebidos em caixa pela controlada Atlanta Field, US\$ 319 milhões (equivalente a R\$ 1.512.201 na data da transação) foram reconhecidos como financiamento concedido à Yinson e aproximadamente US\$ 61 milhões compensados com créditos a pagar à Yinson e outras contas a receber.

O contrato previa ainda que a Enauta Energia financiaria a Yinson pelos custos de adaptação do FPSO, em um valor estimado de aproximadamente US\$ 60 milhões sendo remunerados a taxa de juros 6% a.a.. No período findo em 31 de março de 2025 foram feitos aportes no montante total de aproximadamente US\$ 4,39 milhões, perfazendo um total de US\$ 55,3 milhões desde o início do contrato, conforme tabela abaixo, restando ainda US\$ 4 milhões a ser financiado.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Aporte (data)	US\$ / mil	R\$ / mil
22/02/2024	30.050	148.504
07/03/2024	6.828	33.704
04/04/2024	6.846	34.394
23/05/2024	5.289	27.211
17/06/2024	633	3.424
03/09/2024	633	3.578
09/10/2024	633	3.435
14/01/2025	3.746	22.730
19/03/2025	633	3.584
Total	55.291	280.564

Esta operação tem prazo de liquidação de 15 anos e recebimentos trimestrais do valor de principal e dos juros.

	Consolidado
	31 de março de 2025
Saldo em 1º de janeiro de 2024	-
Incorporação de saldos da combinação de negócios	2.211.503
Créditos a receber	7.013
Juros incorridos	57.439
Variação cambial	212.578
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.488.533
Créditos a receber	26.314
Juros incorridos	35.528
Variação cambial	(182.688)
Saldo em 31 de março de 2025	2.367.687
Circulante	68.909
Não circulante	2.298.778

9 . Impostos a recuperar

9.1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	589	6.705	285.161	317.175
	589	6.705	285.161	317.175

Os valores de IRPJ/CSLL a recuperar na controladora e consolidado são compostos por saldo negativo de IRPJ e base negativa da CSLL de anos anteriores e antecipações do ano de 2025.

9.2 . Outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda e contribuição social a recuperar (IRRF e CSLL)	769	697	19.927	43.471
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	-	69.326	80.157
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	6	6	467.917	484.387
Outros	1	2	1.505	1.617
	776	705	558.675	609.632
Ativo circulante	770	699	425.744	483.746
Ativo não circulante	6	6	132.931	125.886

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

10 . Imposto de renda e contribuição social diferido

A Companhia e suas controladas reconhecem créditos fiscais diferidos relativos a diferenças temporárias e expectativa de compensação de créditos fiscais oriundo da utilização de prejuízo fiscal e base negativa.

A partir de 1º de janeiro de 2023, com as alterações oriundas do CPC 32/IAS 12, relativos aos impostos diferidos decorrente de uma única transação, a Companhia e suas controladas passaram a reconhecer os impostos diferidos sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma segregada entre ativos e passivos fiscais diferidos.

Anteriormente às atualizações requeridas pela referida norma, a Companhia e suas controladas já reconheciam os tributos fiscais diferidos constituído sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma líquida, portanto não há impactos relevantes na mensuração nos saldos patrimoniais resultantes destas alterações na norma.

Os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos diferidos sobre diferença temporária	-	-	1.921.384	2.074.561
Ativos diferidos sobre prejuízo fiscal	-	-	668.050	631.875
Total dos ativos fiscais diferidos	-	-	2.589.434	2.706.436
Passivos diferidos sobre diferença temporária	-	-	(1.914.710)	(1.651.459)
Passivo diferido sobre mais valia dos ativos nas combinações de negócios	-	-	(640.860)	(652.212)
Total dos passivos fiscais diferidos	-	-	(2.555.570)	(2.303.671)
Ativos fiscais diferidos, líquidos	-	-	674.724	1.054.977
Passivos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(640.860)	(652.212)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	-	-	33.864	402.765

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, foi baseada nas projeções dos lucros tributáveis, considerando premissas financeiras e de negócios. O saldo do ativo diferido apresenta a seguinte expectativa de realização:

Ano	Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
2025	292.752	700.088
2026	101.415	105.395
2027	112.817	117.178
A partir de 2028	167.740	132.316
	674.724	1.054.977

Em 31 de março de 2025, a Companhia e suas controladas possuem créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros não contabilizados no valor de R\$ 380.080 a título de prejuízo fiscal e base negativa por não ser possível afirmar que sua realização é presentemente considerada provável.

No momento em que o modelo financeiro adotado no plano geral de negócio aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia demonstrar que seus créditos tributários diferidos decorrentes dos prejuízos para fins de imposto de renda e da base negativa da contribuição social e adições temporárias apresentarem sua provável realização, a Companhia e suas controladas efetuarão a contabilização destes créditos fiscais.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas

31 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Valores reconhecidos no resultado

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Despesa com imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	(57.006)	(73.537)
Despesas do período corrente	-	-	(57.006)	(73.537)
Despesa com imposto de renda e contribuição social diferido	-	-	(368.617)	102.586
Diferenças temporárias	-	-	(404.791)	130.669
Prejuízo fiscal	-	-	36.174	(28.083)
Total do resultado com imposto de renda e contribuição social	-	-	(425.623)	29.049

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Conciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	829.174	(235.623)	1.254.797	(258.935)
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	(281.919)	80.112	(426.631)	88.038
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	281.919	(80.112)	1.008	(58.989)
Equivalência patrimonial	288.816	(39.004)	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	25.716	(1.847)	25.716	(1.847)
Constituição IR/CS diferidos anos anteriores	-	-	2.187	-
Prejuízo fiscal do período para o qual não foi constituído ativo diferido	(32.590)	(39.198)	(46.942)	(88.297)
Ajuste de conversão	-	-	-	(155)
Incentivo fiscal - lucro da exploração (a)	-	-	30.859	33.276
Tributação sobre as bases universais ("TBU")	-	-	(32.653)	-
Diferença CIT AFBV	-	-	23.184	-
Outros	(23)	(63)	(1.343)	(1.966)
Imposto de renda e contribuição social no período	-	-	(425.623)	29.049
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(57.006)	(73.537)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(368.617)	102.586
Alíquota efetiva (b)	0%	0%	34%	11%

(a) A apuração do imposto de renda sobre o lucro é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – ("SUDENE"), nas subsidiárias Enauta Energia, 3R Potiguar, 3R RNCE, 3R Bahia e 3R Offshore, provendo o benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

(b) Refere-se a divisão entre "Imposto de renda e contribuição social no período" pelo "Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social".

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11. Ativos classificados como mantidos para venda

	Consolidado em 31/03/2025 Total	Consolidado em 31/12/2024 Total
Ativos classificados como mantidos para venda		
Imobilizado	102.179	97.726
Intangível	71.497	71.497
Total do ativo	173.676	169.223
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda		
Provisão para abandono	32.625	28.172
Total do passivo	32.625	28.172

Os ativos classificados como mantidos para venda estão localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte e compreendem:

- 11 concessões de óleo e gás (13 campos) pelo valor total de US\$ 15 milhões (R\$ 92.885), sendo: (i) US\$ 600 mil desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2,9 milhões a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8 milhões a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3,5 milhões a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assuma a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21 milhões pela Companhia. A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes, em especial à aprovação da ANP, dentre outros.
- 50% da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural, Unidades de Processamento de Gás Natural II e III (“UPGNs”) registrados no valor de R\$ 48.166. O valor previsto da transação é de US\$65 milhões (R\$ 402.500), sendo 35% a ser pago no momento em que houver a assinatura do contrato definitivo e o restante no fechamento. O perímetro do Acordo contempla: as UPGNs e as Esferas de GLP, além do gasoduto que interliga os campos produtores da Brava e da PetroReconcavo.
- Obrigações de abandono correlatas às 11 concessões de óleo e gás no montante R\$ 32.625.

Em março de 2025, a Companhia registrou impacto no montante de R\$ 4.453 nas rubricas de ativos e passivos classificados como mantidos para venda decorrente da certificação de reserva emitida pela DeGolyer and MacNaughton conforme nota explicativa 1.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

12 . Investimentos

Composição dos investimentos:

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, os investimentos da Companhia compreendiam a participação societária nas controladas diretas e indiretas abaixo:

	País de operação	Segmento	Controle	Participação (%)
3R Offshore	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Pescada	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Bahia	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R RNCE	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Potiguar	Brasil	Upstream e Mid & Downstream	Indireto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Corporativo	Direto	100%
Operações Marítimas	Brasil	Mid & Downstream	Indireto	100%
Enauta Energia	Brasil	Upstream	Direto	100%
Enauta Petróleo e Gás	Brasil	Upstream	Direto	100%
Enauta Netherlands	Holanda	Corporativo	Indireto	100%
Atlanta Field	Holanda	Corporativo	Indireto	100%
Iris Trading	Suíça	Upstream	Indireto	100%

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação dos saldos de investimentos:

	3R Offshore	3R Pescada	3R Bahia	3R RNCE	3R Lux	3R Potiguar	Enauta Energia (a)	Enauta Petróleo e Gás (a)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2024	411.699	150.954	1.828.225	1.817.602	266.072	1.277.271	-	-	5.751.823
Aporte de capital	1.175.000	-	160.000	100.000	-	90.000	-	-	1.525.000
Participação relativa	12.138	-	-	-	-	-	-	-	12.138
Resultado equivalência patrimonial	(172.010)	(12.441)	98.878	419.826	(172.895)	(648.514)	6.248	133.633	(347.275)
Dividendos declarados	-	-	(15.882)	(143.000)	-	-	-	-	(158.882)
Patrimônio líquido a valor justo na aquisição	74.068	-	-	-	-	-	4.795.999	81.071	4.951.138
Ajuste de conversão	-	22.686	-	-	24.294	-	128.975	-	175.955
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.500.895	161.199	2.071.221	2.194.428	117.471	718.757	4.931.222	214.704	11.909.897
Aporte de capital	200.000	-	65.000	-	-	37.160	-	73.000	375.160
Participação relativa	-	-	-	-	-	442	-	-	442
Resultado equivalência patrimonial	10.892	(14.419)	3.329	91.991	(7.874)	49.310	625.599	90.190	849.018
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(5.106)	-	(196.804)	-	(201.910)
Saldo em 31 de março de 2025	1.711.787	146.780	2.139.550	2.286.419	104.491	805.669	5.360.017	377.894	12.932.607

(a) Em decorrência da combinação de negócios, ocorrida em 1º de agosto de 2024, os saldos referentes à equivalência patrimonial são relativos aos resultados das investidas nos períodos de agosto a dezembro de 2024.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas:

	31 de dezembro de 2024							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (b)	Resultado
3R Offshore	100%	1.277.864	2.461.314	801.815	1.449.736	1.487.627	13.268	(159.872)
3R Pescada	100%	64.392	169.194	10.661	61.728	161.199	-	(12.441)
3R Bahia	100%	280.145	2.639.639	297.183	551.380	2.071.221	-	98.878
3R RNCE	100%	605.424	2.573.718	503.018	601.740	2.074.383	120.044	419.826
3R Lux	100%	160.839	3.096.150	122.432	3.017.085	117.471	-	(172.895)
3R Potiguar	100%	346.911	1.733.370	310.091	1.051.435	718.756	-	(648.514)
Enauta Energia	100%	4.322.919	17.131.485	1.992.863	16.439.455	3.022.085	1.684.984	6.248
Enauta Petróleo e Gás	100%	40.006	1.468.648	211.065	1.082.884	214.705	-	133.633
		7.098.500	31.273.518	4.249.128	24.255.443	9.867.447	1.818.296	(335.137)

	31 de março de 2025							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (b)	Resultado
3R Offshore	100%	1.395.640	2.544.243	1.191.816	1.048.994	1.699.073	12.715	10.892
3R Pescada	100%	64.644	169.037	22.655	64.246	146.780	-	(14.419)
3R Bahia	100%	281.564	2.679.053	228.097	592.970	2.139.550	-	3.329
3R RNCE	100%	459.507	2.784.638	393.516	681.437	2.169.192	117.228	91.991
3R Lux	100%	77.295	2.871.100	43.855	2.800.049	104.491	-	(7.874)
3R Potiguar	16,8%	300.374	1.631.890	264.261	862.334	805.669	-	49.752
Enauta Energia	100%	3.765.947	16.675.073	1.854.481	14.794.883	3.791.656	1.568.361	625.599
Enauta Petróleo e Gás	100%	314.285	1.463.410	299.827	1.099.974	377.894	-	90.190
		6.659.256	30.818.444	4.298.508	21.944.887	11.234.305	1.698.304	849.460

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(i) Refere-se a mais valias dos ativos fixos na aquisição da 3R Areia Branca (atual 3R RNCE), Enauta Participações e de Peroá, que impactam as informações consolidadas e é amortizada conforme a curva de produção.

Segue abaixo o demonstrativo de movimentação dos saldos referentes à mais valia:

Saldo em 1º de janeiro de 2024	132.561
Saldo de mais valia incorporado de controlada	(154.391)
Mais valia na aquisição de ativos - combinação de negócios - Enauta Participações	2.466.323
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(35.438)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(590.759)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.818.296
Amortização de mais valia incorporada de controlada	(97.403)
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(34.224)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	11.635
Saldo em 31 de março de 2025	1.698.304

13 . Imobilizado

Controladora

	Vida Útil (anos)	Saldos em 1º de janeiro de 2024	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 31 de dezembro de 2024	Adição	Transferência	Saldo em 31 de março de 2025
Custo									
Máquinas e Equipamentos	8 - 30	25	-	-	-	25	-	-	25
Imobilizados administrativo	10 -20	9.957	3.167	(6)	-	13.118	2.582	-	15.700
Instalações	15 - 25	10.847	2.778	-	617	14.242	5.802	-	20.044
Imobilizado em andamento	-	2.171	5.018	-	(5.506)	1.683	982	(963)	1.702
		23.000	10.963	(6)	(4.889)	29.068	9.366	(963)	37.471
Depreciação									
Imobilizados administrativo		(2.718)	(1.931)	2	-	(4.647)	(581)	-	(5.228)
Máquinas e Equipamentos		(1)	(3)	-	-	(4)	(1)	-	(5)
Instalações		(450)	(371)	-	-	(821)	(126)	-	(947)
		(3.169)	(2.305)	2	-	(5.472)	(708)	-	(6.180)
Total		19.831	8.658	(4)	(4.889)	23.596	8.658	(963)	31.291

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

Custo	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Adição	Efeitos da combinação de negócios	Baixa	Constituição			Ativos Mantidos Para		Ajuste de ARO	Ajuste de conversão	Em 31 de dezembro de 2024	Adição	Ativos Mantidos Para			Ajuste ARO	Ajuste de Conversão	Em 31 de março de 2025
						ARO	Impairment	Transferência	Venda	Mais Valia					Transferência	Venda	Mais Valia			
Custo																				
Instalações	15 - 25	525.647	13.544	12.029	-	-	(189)	175.495	(6.418)	6.258	-	-	726.366	7.598	82.308	-	-	-	-	816.272
Máquinas e equipamentos	15 - 30	2.104.126	30.089	26.372	(1)	-	(5.233)	369.943	(63.399)	-	-	2.473	2.464.370	4.401	102.753	-	-	-	(2.096)	2.569.428
Imobilizados administrativo	10 - 20	187.325	16.645	9.120	(6)	-	(2)	19.516	(187)	546	-	44	233.001	3.526	6.438	-	-	-	-	242.965
Poços	UOP	1.490.743	140.258	1.465.736	(216.771)	-	(1.216)	999.495	(4.110)	645.886	-	52.443	4.572.464	616	332.580	-	-	-	-	4.905.660
Plataformas	UOP	280.468	189.202	798.359	(3)	-	-	57.985	-	218.548	-	-	1.544.559	39.958	240.630	-	-	-	-	1.825.147
Facilities	UOP	542.482	-	167.125	(33.425)	-	-	(98)	-	17.246	-	44.873	738.203	-	-	-	-	-	-	738.203
Veículos	5	1.680	1.028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.708	2.377	-	-	-	-	-	5.085
Terreno	-	16.908	1.118	174	-	-	-	-	-	912	-	-	19.112	-	-	-	-	-	-	19.112
Desmobilização do campo	UOP	1.171.285	-	443.136	-	889.778	-	-	(28.172)	-	689.843	5.664	3.171.534	-	-	(4.453)	-	307.188	-	3.474.269
Imobilizado em andamento	-	1.162.757	2.990.468	3.821.211	(819.853)	-	-	(1.629.191)	(1.174)	-	-	(1.477)	5.522.741	955.186	(765.744)	-	-	-	1.649	5.713.832
		7.483.421	3.382.352	6.743.262	(1.070.059)	889.778	(6.640)	(6.855)	(103.460)	889.396	689.843	104.020	18.995.058	1.013.662	(1.035)	(4.453)	-	307.188	(447)	20.309.973
Depreciação																				
Instalações		(13.700)	(21.975)	(7.673)	-	-	-	-	311	(318)	-	-	(43.355)	(6.682)	-	-	(170)	-	-	(50.207)
Máquinas e equipamentos		(115.421)	(121.420)	(5.140)	1	-	-	-	5.242	(1.534)	-	(483)	(238.755)	(34.116)	-	-	(384)	-	411	(272.844)
Imobilizados administrativo		(14.163)	(11.880)	(7.094)	2	-	-	-	11	(89)	-	(9)	(33.222)	(3.897)	-	-	(45)	-	-	(37.164)
Poços		(440.812)	(171.327)	(1.261.088)	264.509	-	-	-	170	(7.274)	-	(45.141)	(1.660.963)	(44.264)	-	-	(13.024)	-	-	(1.718.251)
Plataformas		(70.801)	(27.323)	(777.367)	3	-	-	-	-	(1.345)	-	-	(876.833)	(16.449)	-	-	(2.409)	-	-	(895.691)
Facilities		(433.559)	(5.421)	(157.803)	32.019	-	-	-	-	(194)	-	(37.384)	(602.342)	(1.179)	-	-	(348)	-	-	(603.869)
Veículos		(818)	(309)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.127)	(106)	-	-	-	-	-	(1.233)
Desmobilização do campo		(245.052)	(65.696)	(389.423)	4.995	-	-	-	-	-	-	(5.633)	(700.809)	(38.991)	-	-	-	-	-	(739.800)
		(1.334.326)	(425.351)	(2.605.588)	301.529	-	-	-	5.734	(10.754)	-	(88.650)	(4.157.406)	(145.684)	-	-	(16.380)	-	411	(4.319.059)
Total		6.149.095	2.957.001	4.137.674	(768.530)	889.778	(6.640)	(6.855)	(97.726)	878.642	689.843	15.370	14.837.652	867.978	(1.035)	(4.453)	(16.380)	307.188	(36)	15.990.914

Referente às adições do exercício de 2024, destaca-se aquisição de Parque das Conchas, concluída em dezembro de 2024 (conforme descrito na nota explicativa 1). A conclusão desta transação resultou no registro de R\$ 118.920 de ativo imobilizado, R\$ 273.558 de ativo intangível e R\$ 889.778 referente à desmobilização de campo, registrado nas rubricas de imobilizado e provisão de abandono.

As adições na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante o ano de 2025, são referentes ao sistema definitivo de Atlanta no valor de R\$ 219.572, campanha de perfuração de poços no valor de R\$ 230.253, facilities para reativação de poços no valor de R\$ 175.123, almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 108.179, *workover* no valor de R\$ 104.575 e juros capitalizados no montante de R\$ 117.484 referente a dívidas de infraestrutura.

Efeitos da combinação de negócios - incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos imobilizado líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 4.137.674, sendo o valor de aquisição dos ativos imobilizados em R\$ 6.743.262, acompanhados da depreciação acumulada no valor de R\$ 2.605.588. O valor justo dos ativos imobilizados que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 889.396.

Avaliação de *impairment*

Em 17 de dezembro de 2024, foi recebida carta proposta de PVE e A&T estabelecendo os principais termos e condições para a negociação de uma transação que envolve a possível venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor total a ser pago, conforme carta proposta, é de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Visto que, o prazo de conclusão de negociação dos documentos definitivos do contrato é de 30 dias, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de “Ativos classificados como mantidos para venda” e foi reconhecido um *impairment* no montante total de R\$ 28.705 referente à variação entre o valor contábil dos ativos e seu valor justo, sendo R\$ 6.640 no grupo de ativo imobilizado.

Para as demais entidades, a Administração da Companhia não identificou indícios que levassem necessidade de realização de teste de *impairment* em 31 de dezembro de 2024.

Em 31 de março de 2025, a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos demais intangíveis da Companhia e suas controladas.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

14 . Intangível

Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Adição	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2024	Adição	Transferências	Em 31 de março de 2025
Custo								
Cessão de direitos	-	777	-	-	777	-	-	777
Software e licenças	5	22.953	16.992	4.889	44.834	5.490	963	51.287
Marcas e Patentes	5	258	-	-	258	-	-	258
		23.988	16.992	4.889	45.869	5.490	963	52.322
Amortização								
Software e licenças		(3.370)	(6.135)	-	(9.505)	(2.319)	-	(11.824)
Marcas e Patentes		(255)	(2)	-	(257)	-	-	(257)
		(3.625)	(6.137)	-	(9.762)	(2.319)	-	(12.081)
Total		20.363	10.855	4.889	36.107	3.171	963	40.241

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Impairment	Transferências	Ativos Mantidos Para Venda	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2024	Adição	Transferências	Mais Valia	Em 31 de março de 2025
Custo														
Cessão de direitos	UOP	7.562.794	896.461	277.259	(230.604)	(22.065)	-	(83.436)	1.387.145	9.787.554	-	-	-	9.787.554
Software e licenças	5	68.410	12.762	39.579	(53)	-	6.855	(132)	-	127.421	8.630	1.035	-	137.086
Marcas e patentes	5	260	-	-	-	-	-	-	-	260	-	-	-	260
		7.631.464	909.223	316.838	(230.657)	(22.065)	6.855	(83.568)	1.387.145	9.915.235	8.630	1.035	-	9.924.900
Amortização														
Cessão de direitos		(600.981)	(107.718)	(482.191)	22.542	-	-	12.036	(24.684)	(1.180.996)	(130.602)	-	(17.558)	(1.329.156)
Software e licenças		(8.738)	(11.032)	(18.448)	31	-	-	35	-	(38.152)	(6.054)	-	-	(44.206)
Marcas e patentes		(255)	-	(2)	-	-	-	-	-	(257)	-	-	-	(257)
		(609.974)	(118.750)	(500.641)	22.573	-	-	12.071	(24.684)	(1.219.405)	(136.656)	-	(17.558)	(1.373.619)
Total		7.021.490	790.473	(183.803)	(208.084)	(22.065)	6.855	(71.497)	1.362.461	8.695.830	(128.026)	1.035	(17.558)	8.551.281

Referente às adições do exercício de 2024, destaca-se aquisição de Parque das Conchas, concluída em dezembro de 2024 (conforme descrito na nota explicativa 1. A conclusão desta transação resultou no registro de R\$ 118.920 de ativo imobilizado, R\$ 273.558 de ativo intangível.

Efeitos da combinação de negócios - incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos intangíveis líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 790.437, sendo o valor de aquisição dos ativos intangível em R\$ 909.223, acompanhados da amortização acumulada no valor de R\$ 118.750. O valor justo dos ativos intangíveis que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 1.373.878.

Avaliação de impairment

Em 17 de dezembro de 2024 foi recebida carta proposta de PVE e A&T estabelecendo os principais termos e condições para a negociação de uma transação que envolve a possível venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor total a ser pago, conforme carta proposta, é de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Visto que, o prazo de conclusão de negociação dos documentos definitivos do contrato é de 30 dias, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de "Ativos classificados como mantidos para venda" e foi reconhecido um impairment no montante total de R\$ 28.705 referente à variação entre o valor contábil dos ativos e seu valor justo, sendo R\$ 22.065 no grupo de ativo intangível.

Em 31 de março de 2025, a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos intangíveis da Companhia e suas controladas.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

15 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Fornecedor nacional	25.980	14.709	2.013.883	1.919.894
Fornecedor estrangeiro	871	530	1.031.860	1.232.306
Total	26.851	15.239	3.045.743	3.152.200
Circulante	26.851	15.239	2.398.290	2.402.869
Não circulante	-	-	647.453	749.331

Os principais saldos de fornecedores nacionais estão relacionados a compra de matéria prima para uso na atividade de refino da 3R Potiguar e a contratação de serviços de operação, manutenção, serviços de tratamento de petróleo bruto, energia elétrica e aquisição de equipamentos para uso na atividade de exploração e produção de petróleo bruto e gás, em todos os Polos da Companhia e suas controladas. Em relação aos fornecedores estrangeiros, os principais saldos estão relacionados ao diferimento parcial da aquisição de bombas do sistema definitivo de produção do campo de Atlanta (R\$ 837.098).

16 . Empréstimos e financiamentos

Composição:

	Controladora			
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco CEF (a)	17.778	17.154	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CCB - 2024 (b)	110.394	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	109.440	115.650	6,72% a.a.	Jun/2026
Total	237.612	239.574		
Circulante	55.721	49.304		
Não circulante	181.891	190.270		

	Consolidado			
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco BNB (d)	37.071	37.073	IPCA + 5,29% a.a.	Jun/2030
Banco CEF - Brava (a)	17.778	17.154	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CEF - 3R Offshore (e)	102.556	102.261	DI + 2,42%	Jul/2026
Banco CCB - 2024 (b)	110.394	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Banco ABC (f)	106.599	102.782	DI + 2,96% a.a.	Abr/2026
Banco HSBC (g)	-	217.630	DI + 2,40% a.a.	Abr/2026
Banco BMG - Enauta Energia (h)	-	33.382	DI + 5% a.a.	Dez/2025
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	109.440	115.649	6,72% a.a.	Jun/2026
Bond Notes (i)	2.914.645	3.218.577	9,75% a.a.	Fev/2031
Banco ABC (j)	110.101	121.179	8,39% a.a.	Ago/2025
Banco BTG Pactual (k)	-	186.457	SOFR + 4,35% a.a.	Set/2025
Banco XP (l)	-	103.957	8,90% a.a.	Jan/2025
Bank of China (m)	174.196	-	6,02% a.a.	Jan/2029
HSBC (n)	198.835	-	7,06% a.a.	Abr/2027
Total bruto	3.881.615	4.362.871		
Custo de captação	(71.051)	(84.305)		
Total líquido	3.810.564	4.278.566		
Circulante	332.745	668.577		
Não circulante	3.477.819	3.609.989		

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2024	113.649	2.578.059
(+) Incorporação de saldos da combinação de negócios	-	844.581
(+) Captação de empréstimos	200.000	2.984.350
(-) Liquidação de principal	(93.333)	(3.010.832)
(-) Juros pagos	(15.928)	(238.016)
(+) Juros incorridos	19.917	348.546
(+) Juros capitalizados	-	3.284
(-) Custo de transação	-	(80.360)
(+) Custo de transação apropriados	-	130.433
(+/-) Variação cambial	15.269	34.337
(+/-) Ajuste de conversão	-	684.184
Saldo em 31 de dezembro de 2024	239.574	4.278.566
(+) Captação de empréstimos	-	379.004
(-) Liquidação de principal	-	(505.010)
(-) Juros pagos	-	(179.791)
(+) Juros incorridos	6.507	96.600
(+) Custo de transação apropriados	-	7.542
(+/-) Variação cambial	(8.469)	(38.310)
(+/-) Ajuste de conversão	-	(228.037)
Saldo em 31 de março de 2025	237.612	3.810.564

- (a) Empréstimo captado em abril de 2023, junto ao Banco CEF pela Companhia no montante de R\$ 50.000. O pagamento do principal da dívida foi dividido em 3 parcelas, sendo a primeira paga em 8 de abril de 2024, a segunda em 10 de outubro de 2024 e a terceira a ser paga em 10 de abril de 2025. De acordo com o contrato, o pagamento dos juros foi acordado em 5 parcelas, sendo a última em 10 de abril de 2025.
- (b) Empréstimo adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco CCB no montante de R\$ 100.000. O pagamento do principal da dívida será realizado em 4 parcelas, sendo a primeira com vencimento em 1º de julho de 2025 e a última em 1º de junho de 2028.
- (c) Empréstimos adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco Safra no montante de US\$ 18,6 milhões (R\$ 100.000). O principal da dívida deverá ser pago em uma prestação até 8 de junho de 2026. Os juros serão pagos em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira em 16 de dezembro de 2024 e a última em 8 de junho de 2026.
- (d) Empréstimo captado em setembro de 2023 pela controlada 3R Macau (após reestruturação societária, este empréstimo passou a ser da 3R RNCE), junto ao Banco BNB no montante de R\$ 36.937. O principal da dívida deve ser pago mensalmente a partir de 15 de julho de 2026 até 15 junho de 2030. Os juros deverão ser pagos de forma trimestral durante o período de carência (entre 31 de maio de 2022 e 15 de junho de 2026) e mensalmente durante o período de amortização a partir de 15 de julho de 2026, juntamente com as prestações vincendas de principal.
- (e) Empréstimo contratado em julho de 2023 junto ao Banco CEF pela controlada 3R Offshore no valor de R\$ 100.000. Conforme contrato, o pagamento do principal será realizado em 3 parcelas, sendo a primeira em 26 de julho de 2025 e a última em 26 de julho de 2027. O pagamento dos juros é feito de forma trimestral, sendo o último pagamento previsto para ocorrer em 26 de julho de 2026.
- (f) Empréstimo adquirido pela 3R Offshore em abril de 2024 junto ao Banco ABC no montante de R\$ 100.000. Conforme contrato, o pagamento dos juros foi estabelecido em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira a pagar em 16 de outubro de 2024 e a última em 16 de abril de 2026. O pagamento do principal será realizado em parcela única em 16 de abril de 2026.
- (g) Empréstimos adquirido pela 3R Potiguar em abril de 2024 junto ao Banco HSBC no montante de R\$ 200.000. A liquidação do principal e dos juros remuneratórios deveria ser realizada em parcela única em 20 de abril de 2026, no entanto, esse empréstimo foi liquidado em 28 de janeiro de 2025.
- (h) Empréstimo captado pela Enauta Energia em dezembro de 2023 junto ao Banco BMG no valor de R\$ 50.000. O principal da dívida deveria ser pago em 3 prestações iguais, sendo a primeira parcela em 27 de dezembro de 2024, a segunda em 30 de junho de 2025 e a terceira parcela em 29 de dezembro de 2025 e os juros mensalmente até 29 de dezembro de 2025. Entretanto, esse empréstimo foi liquidado em 10 de janeiro de 2025.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025
Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(i) Refere-se à precificação de oferta de *senior secured notes* por meio da subsidiária 3R Lux no montante de US\$ 500 milhões (R\$ 2.484.350) com juros remuneratórios de 9,75% a.a. e vencimento de principal em fevereiro de 2031 e amortização de juros semestrais. Esta captação possui a finalidade de pré-pagamento do empréstimo detido pela 3R Lux. As Notes contam ainda com garantias reais de: (i) recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, (ii) ações de certas subsidiárias da Companhia, e (iii) direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia. Os fluxos de caixa referentes a juros pagos são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e grau de senioridade com as debêntures emitidas pela subsidiária 3R Potiguar com o BTG, vide nota explicativa 17.

(j) Empréstimo contratado pela controlada Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco ABC no valor de US\$ 19 milhões (equivalente a R\$ 94.656). O principal deverá ser pago em 1 parcela, acrescido de juros no dia 19 de agosto de 2025. Os juros serão pagos em 3 parcelas, tendo a primeira sido paga em 26 de agosto de 2024, a segunda em 20 de fevereiro de 2025 e a última deverá ser paga em 19 de agosto de 2025.

(k) Empréstimo captado pela Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco BTG Pactual no valor de US\$ 30 milhões (equivalentes a R\$ 149.400). O principal deveria ser pago em 1 parcela no dia 15 de setembro de 2025 e os juros em 6 parcelas trimestrais, sendo a primeira em 14 de junho de 2024 e a última em 15 de setembro de 2025. No entanto, esse empréstimo foi liquidado em 24 de janeiro de 2025.

(l) Empréstimo adquirido em janeiro de 2024 pela Enauta Energia junto ao Banco XP no valor de US\$ 15,5 milhões (equivalente a R\$ 75.000). O principal foi pago em 1 parcela, acrescido de juros em 10 de janeiro de 2025.

(m) Empréstimo adquirido em janeiro de 2025 pela Enauta Energia junto ao Bank of China no valor de US\$ 30 milhões (equivalente a R\$ 179.022). O principal da dívida deverá ser pago em 4 prestações, sendo a primeira parcela em 21 de janeiro de 2026, a segunda parcela em 19 de janeiro de 2027, a terceira parcela em 14 de janeiro de 2028 e a quarta parcela em 09 de janeiro de 2029 e os juros pagos mensalmente até janeiro de 2029.

(n) Empréstimo adquirido em janeiro de 2025 pela Enauta Energia junto ao HSBC no valor de US\$ 34 milhões (equivalente a R\$ 200.000). O principal da dívida acrescida de juros deverá ser pago em 1 prestação no dia 28 de abril de 2027.

Cláusulas contratuais restritivas – empréstimos e financiamentos

A Companhia possui empréstimos e financiamentos com determinadas condições contratuais, que exigem o cumprimento de cláusulas restritivas (*covenants*) com base em determinados índices financeiros, com periodicidade de apuração do resultado distintas, conforme estabelecido nos respectivos contratos. No trimestre findo em 31 de março de 2025 e no exercício em 31 de dezembro de 2024, a Companhia cumpriu com estas obrigações.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17 . Debêntures

	Controladora		3R Potiguar		Enauta Energia		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Saldo inicial	7.291.599	1.879.392	3.035.212	4.783.756	4.338.683	-	14.665.494	6.663.148
Incorporação de saldos da combinação de negócios (a)	-	5.052.143	-	-	-	437.352	-	5.489.495
Cessão de dívida (b)	-	-	-	(3.100.764)	-	3.100.764	-	-
Emissão de Debêntures	-	900.000	-	-	-	-	-	900.000
Custos de transação	-	(13.924)	-	-	-	-	-	(13.924)
Custos de transação apropriados	22.674	31.729	6.641	25.995	-	-	29.315	57.724
Juros apropriados	258.054	335.659	73.478	503.690	63.359	18.242	394.891	857.591
Juros apropriados - swap	(83.319)	348.169	-	-	(361.272)	671.053	(444.591)	1.019.222
Juros pagos	(134.282)	(392.331)	(80.609)	(450.670)	(143.284)	-	(358.175)	(843.001)
Liquidação Principal	-	(900.000)	-	-	-	-	-	(900.000)
Atualização monetária	20.734	50.762	(207.896)	683.120	-	-	(187.162)	733.882
Variação cambial paga	-	-	-	-	(10.592)	-	(10.592)	-
Variação cambial incorrida	-	-	-	590.085	(208.033)	111.272	(208.033)	701.357
	7.375.460	7.291.599	2.826.826	3.035.212	3.678.861	4.338.683	13.881.147	14.665.494
Passivo circulante	188.264	124.405					249.445	272.863
Passivo não circulante	7.187.196	7.167.194					13.631.702	14.392.631

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos sobre as debêntures são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

(a) Saldo decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações contempla R\$ 422.989 de custos de transação.

(b) Conforme descrito na nota explicativa 1, na sessão de “Estrutura Societária”, em 12 de dezembro de 2024, como parte da reorganização societária, o Conselho de Administração aprovou a assunção da dívida da 3R Potiguar junto ao banco Santander pela Enauta Energia.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Cláusulas contratuais restritivas (RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar)

A Companhia possui debêntures com determinadas condições contratuais, que exigem o cumprimento de cláusulas restritivas (*covenants*) com base em determinados índices financeiros, com periodicidade de apuração do resultado distintas, conforme estabelecido nos respectivos contratos. Caso não se obtenha a dispensa temporária ou permanente do cumprimento desses índices, o credor poderá decretar vencimento antecipado da dívida.

Para o primeiro trimestre de 2025 a Companhia cumpriu todos os *covenants* estabelecidos.

No exercício findo de 2024, para todos os casos em que havia a possibilidade dos limites estabelecidos não serem atendidos, a Companhia obteve dos credores a aprovação de anuência prévia (*waiver*), nas datas 11 de março e 14 de março de 2025, para a alteração temporária do limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, pelo período de 12 (doze) meses contado do início do quarto trimestre de 2024 (4T2024) (inclusive) até o terceiro trimestre de 2025 (3T2025) (inclusive), ajustando as respectivas regras de cálculo previstas nos seguintes Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar.

Redação aplicável para os ativos RRRP13 e RRRP14:

“6.3. (...). (xxiv) descumprimento, pela Emissora, dos seguintes índices financeiros, auferidos em bases trimestrais a partir das demonstrações financeiras consolidadas da Emissora auditadas de 31 de dezembro de cada ano ou das informações trimestrais (“ITRs”) consolidados da Emissora [Brava] referentes a cada trimestre, a serem acompanhados pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira apuração deverá ocorrer com base nas demonstrações financeiras de 2023 (“Índice Financeiro”):

- Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
Data da Primeira Integralização até 30 de junho de 2024 (inclusive)	3,5x
Após 01 de julho de 2024 (inclusive)	3,0x

Redação aplicável para os ativos ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14 e ENAT24:

“6.3. (...). (xxiii) descumprimento, pela 3R [Brava], dos seguintes índices financeiros, auferidos em bases trimestrais a partir das demonstrações financeiras consolidadas da 3R auditadas de 31 de dezembro de cada ano ou das informações trimestrais (“ITRs”) consolidados da 3R referentes a cada trimestre, a serem acompanhados pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira apuração deverá ocorrer com base nas informações financeiras trimestrais imediatamente subsequentes à realização da Incorporação de Ações (“Índice Financeiro”):

- Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
Após 01 de julho de 2024 (inclusive)	3,0x

Redação aplicável para a Debênture BTG Potiguar:

“7.2. (...). Índice de Alavancagem Líquida. A partir da Data de Integralização, a Emissora e a 3ROG não permitirão que o Índice de Alavancagem Líquida, a qualquer momento (e mediante verificações trimestrais conforme a disponibilização das demonstrações financeiras) durante qualquer período estabelecido abaixo, seja maior que a relação estabelecida abaixo correspondente a cada período:”

Período	Relação Máxima entre dívida líquida e EBITDA Ajustado**
Durante o período de (e incluindo) a Data de Emissão até (e incluindo) 30 de junho de 2024	3,50:1,00
A partir de (e incluindo) 1º de julho de 2024	3,00:1,00

**Para fins de cálculo, o resultado final será arredondado em 2 casas decimais.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Desta forma, as debêntures acima qualificadas preveem que constitui um evento de inadimplemento que pode acarretar o vencimento antecipado não automático das obrigações, decorrente do descumprimento pela Companhia do *covenant* Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado (“Índice Financeiro”) maior ou igual a 3,0x, com base na demonstração financeira do exercício de 2024.

Os Índices Financeiros são calculados conforme determinado no respectivo Instrumento de Emissão e consideram informações desta demonstração financeira, ajustes gerenciais e efeitos proforma calculados pelo período dos últimos 12 meses até a data do balanço em conexão com a combinação de negócios (vide nota explicativa 2), aquisições, alienações e descontinuidade de ativos, sociedade, divisões e/ou linhas de negócios, conforme aplicável.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas (“AGD”) que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período	Índice Financeiro
De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025	3,5 vezes
De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025	4,0 vezes
De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025	3,75 vezes
De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025	3,5 vezes

Cláusulas contratuais restritivas (1ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações e 2ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações)

Em razão da AGD realizada em junho de 2024 para aprovação da combinação de negócios entre 3R Petroleum e Enauta Participações, entre outros temas, as Debêntures correlatas às Emissões ENAT11, ENAT21, ENAT12 ENAT32 estão dispensadas da necessidade de atendimento do índice Dívida Líquida/EBITDAX até que seja finalizada a reorganização societária com a incorporação da controlada Enauta Energia (ou até 12 meses da data da Incorporação de Ações da Enauta Participações, o que ocorrer primeiro). De toda forma, vale destacar que o índice Dívida Líquida/EBITDAX é um *covenant* de incorrência e não de manutenção, inexistindo o *report* periódico, sendo o atendimento do índice necessário apenas no caso de nova dívidas incorridas por parte da Companhia.

A seguir são apresentadas as principais informações das debêntures da Companhia e suas subsidiárias:

Debêntures na controlada 3R Areia Branca (atualmente denominada 3R RNCE)	
Emissão de debêntures, de acordo com a Escritura da Primeira Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com Garantia Real, em Série Única com as seguintes características (“Debêntures BTG Areia Branca”)	
Debenturista	BTG Pactual Serviços Financeiros S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 47.124
Quantidade	1
Valor Unitário	R\$ 47.123.700 (quarenta e sete milhões, cento e vinte e três mil e setecentos reais) na data da emissão
Emissão	21 de setembro de 2021
Vencimento	01 de novembro de 2024

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Pagamento de juros	Trimestral
Garantia	Alienação fiduciária da totalidade das ações e penhor de direitos decorrentes de contratos de concessão
Amortização Antecipada	A qualquer momento a empresa pode amortizar o valor em aberto de maneira total ou parcial
Remuneração	O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. Os juros sobre o valor nominal atualizado serão cobrados a uma taxa de 8,5% (oito inteiros e meio por cento) ao ano, resultando em uma taxa efetiva de 8,81% (oito inteiros e oitenta e um por cento) ao ano

A Companhia efetuou a liquidação antecipada desta debênture em janeiro de 2024.

Debêntures na Controladora 3R OG (Atualmente denominada Brava)	
Emissão de debêntures, de acordo com a 2ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures 3R OG")	
Debenturista	Banco Itaú BBA S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 900.000
Quantidade	900.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (Um mil reais) na data da emissão
Emissão	16 de agosto de 2022
Vencimento	15 de agosto de 2025
Pagamento de juros	Trimestral
Garantia	Garantia firme concedida pelas instituições financeiras coordenadores da operação financeira
Amortização Antecipada	A partir do 18º (décimo oitavo) mês (inclusive) contado da Data de Emissão observados os termos e condições estabelecidos na Escritura de Emissão, realizar a amortização extraordinária facultativa parcial das Debêntures
Remuneração	A taxa juros correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias do DI de um dia, "over extra-grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 ("Taxa DI"), acrescida de spread (sobretaxa) de 3,00% (três inteiros por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis

A Companhia efetuou a liquidação antecipada da Debênture citada acima em fevereiro de 2024.

Debênture BTG Potiguar Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª emissão de debêntures conversível em ações, da espécie com garantia real, com garantia fidejussória adicional, em série única., com as seguintes características	
Debenturista	Banco BTG Pactual S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 2.646.050
Quantidade	200
Valor Unitário	R\$ 13.230.250 (Treze milhões, duzentos e trinta mil e duzentos e cinquenta reais) na data da emissão
Emissão	27 de março de 2023
Vencimento	20 de outubro de 2027
Pagamento de juros	Trimestral
Garantia	Recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, ações de certas subsidiárias da Companhia e direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e grau de senioridade com as senior secured notes emitidas pela subsidiária 3R Lux
Amortização Antecipada	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que a partir de 7 de junho de 2025, realizar a amortização extraordinária das Debêntures, mediante pagamento de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (i) da Remuneração aplicável, calculada pro rata temporis desde a Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive; e (ii) prêmio de amortização antecipada equivalente a 1,25% (um inteiro e vinte e cinco centésimos por cento) ao ano, incidente sobre a parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado objeto da Amortização Extraordinária

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Facultativa, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures, contado na base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos entre a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo e a Data de Vencimento das Debêntures
Remuneração	O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados equivalentes à 11,1075% (onze vírgula mil e setenta e cinco por cento) ao ano, base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa pro rata temporis por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração, imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive

Debênture Potiguar Santander – 3R Potiguar S.A. / Enauta Energia	
Emissão de debêntures, de acordo com a 5ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características	
Debenturista	Banco Santander S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 2.461.800
Quantidade	24.618.000
Valor Unitário	R\$ 100 (cem reais) na data da emissão
Emissão	26 de maio de 2023
Vencimento	26 de maio de 2028
Pagamento de juros	Bimestral, trimestral e quadrimestre
Amortização Antecipada	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer momento, realizar a amortização extraordinária das Debêntures (Amortização Extraordinária Facultativa), mediante pagamento (i) de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (ii) da Remuneração aplicável, calculada pro rata temporis desde a primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive, (iii) dos demais encargos devidos e não pagos até a data da Amortização Extraordinária Facultativa, caso existentes, e, (iv) caso a Amortização Extraordinária Facultativa não seja realizada nas datas e nas parcelas previstas em contrato, do Prêmio incidente sobre os montantes indicados nas alíneas (i) e (ii) acima.
Remuneração	O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados entre 9,80% a.a. e 10,51% a.a., base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa pro rata temporis por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a primeira Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive. A Remuneração será calculada e paga na forma prevista na Escritura de Emissão.

Em 06 de dezembro de 2024 houve a cessão desta dívida para a Enauta Energia, que assumiu a posição contratual incluindo a integralidade dos termos, condições, direitos, pretensões, ações e obrigações decorrentes desta debênture, conforme descrito na nota explicativa 1.

Debêntures na Controladora Brava (Infraestrutura)	
Emissão de debêntures de infraestrutura, de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("RRRP13")	
Debenturistas	Investidores profissionais, conforme Resolução CVM 160 e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	R\$ 1.000.000
Quantidade	1.000.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	15 de outubro de 2023
Vencimento	15 de outubro de 2033
Pagamento de juros	Semestral

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.
Remuneração	Sobre o valor nominal unitário atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,4166% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive)
Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,95% a.a.

Debêntures na Controladora Brava (Institucional)	
Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("RRRP14")	
Debenturistas	Investidores profissionais, conforme Resolução CVM 160 e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	R\$ 900.000
Quantidade	900.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	8 de fevereiro de 2024
Vencimento	8 de fevereiro de 2029
Pagamento de juros	Semestral
Amortização Antecipada	A emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 8 de março de 2026 (inclusive), desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar o resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.
Remuneração	Sobre o valor nominal unitário das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a variação acumulada de 100% das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, "over extra -grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3,, acrescida de um spread a ser definido de acordo com o Procedimento de Bookbuilding, limitado a 3% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculados de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis por dias úteis decorridos, desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive)

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 1ª Emissão (ENAT11 e ENAT21)	
Emissão de debêntures de acordo com a 1ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie com Garantia Real, com Garantia adicional Fidejussória, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais, conforme Instrução CVM 476
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	1ª Série - R\$ 736.675 (Infraestrutura) 2ª Série - R\$ 663.325 (Institucional)
Quantidade	1.400.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	23 de dezembro de 2023
Vencimento	1ª Série – 15 de dezembro de 2029

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2ª Série – 15 de dezembro de 2027
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa e alienação fiduciária/penhor de ações, conforme aplicável, da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field; penhor de direitos emergentes das concessões de Atlanta e Manati; e cessão fiduciária de contas das respectivas vinculadas para pagamento do serviço da dívida e dos derivativos (swaps) relacionados à cada uma das emissões das debêntures. Após a conclusão da incorporação das ações de emissão da Enauta Participações, a Brava (anteriormente 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) aderiu às escrituras como garantidora fidejussória. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e em mesmo grau de senioridade com os titulares das debêntures da 1ª emissão e da 2ª emissão da Enauta Participações
Amortização Antecipada	1ª Série – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade da 1ª Série das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas 2ª Série – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 15 de julho de 2025, realizar o resgate facultativo total da 2ª Série das debêntures
Remuneração	1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 9,8297% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 2ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% das taxas médias diárias do DI – Depósito Interfinanceiro de um dia, “over extra grupo”, expressas na forma de percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, acrescida exponencialmente de uma sobretaxa equivalente a 4,2500% ao ano
Swap	Conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a.

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 2ª Emissão (Infraestrutura) (ENAT12 e ENAT32)	
Emissão de debêntures de acordo com a 2ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie com Garantia Real, com Garantia adicional Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	1ª Série - R\$ 103.496 3ª Série - R\$ 996.504
Quantidade	1.100.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	29 de setembro de 2023
Vencimento	1ª Série – 17 de setembro de 2029 3ª Série – 17 de setembro de 2029
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa e alienação fiduciária/penhor de ações, conforme aplicável, da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field; penhor de direitos emergentes das concessões de Atlanta e Manati; e cessão fiduciária de contas das respectivas vinculadas para pagamento do serviço da dívida e dos derivativos (swaps) relacionados à cada uma das emissões das debêntures. Após a conclusão da incorporação das ações de emissão da Enauta Participações, a Brava aderiu às escrituras como garantidora fidejussória. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e em mesmo grau de senioridade com os titulares das debêntures da 1ª Emissão e da 2ª Emissão da Enauta Participações
Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas
Remuneração	1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 7,1149% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 3ª Série - Sobre o valor nominal unitário atualizado das Debêntures da 3ª Série, incidirão juros remuneratórios prefixados, equivalentes a 13,9662% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis
Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,50% a.a. para a 1ª série e 7,83% a.a. para a 3ª série

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 3ª Emissão (Infraestrutura) (ENAT13, ENAT23 e ENAT33)	
Emissão de debêntures de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em três Séries, da espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	1ª Série - R\$ 777.978 2ª Série - R\$ 656.073 3ª Série - R\$ 665.949
Quantidade	2.100.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	19 de junho de 2024
Vencimento	1ª Série – 15 de junho de 2030 2ª Série – 15 de junho de 2030 3ª Série – 15 de junho de 2034
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands, Atlanta Field e Brava
Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas
Remuneração	1ª Série - Sobre o valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,0618% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 2ª Série - Sobre o valor nominal unitário das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios prefixados, equivalentes a 13,5733% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis. 3ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 3ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,2620% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento
Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,51% a.a. para a 1ª série, 7,22% para a 2ª série e 7,70% a.a. para a 3ª série

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 4ª Emissão (Infraestrutura) (ENAT14 e ENAT24)	
Emissão de debêntures de acordo com a 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	Valor total da 1ª Série - R\$ 396.000 Valor total da 2ª Série - R\$ 204.000
Quantidade	600.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	24 de junho de 2024
Vencimento	1ª Série – 15 de junho de 2030 2ª Série – 15 de junho de 2034
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands, Atlanta Field e Brava
Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas
Remuneração	1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,0560% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 2ª Série - Sobre o valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,2674% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento
Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,45% a.a. para a 1ª série e 7,68% a.a. para a 3ª série

18. Adiantamento de clientes

	Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamento de clientes	189.493	-
	189.493	-

Em março de 2025 a controlada Iris Trading S.A. recebeu adiantamento de clientes no montante de R\$ 189.493 (US\$ 33.000).

19 . Impostos a recolher

19.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	-	4.137	69.270	120.444
	-	4.137	69.270	120.444

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	4.125	3.852	6.894	3.954
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	35	49.783	68.955
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	1.400	3.511	17.298	23.015
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	168	61	16.487	22.396
Outros	128	25	3.353	1.527
	5.821	7.484	93.815	119.847
Circulante	5.821	3.839	87.707	113.739
Não circulante	-	3.645	6.108	6.108

20 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Aquisição Polo Peroá (a)	-	-	253.819	260.644
Aquisição Polo Papa Terra (b)	-	-	490.453	524.809
Aquisição Polo Potiguar (c)	-	-	815.036	1.289.360
Aquisição Parque das Conchas (d)	-	-	328.749	348.987
	-	-	1.888.057	2.423.800
Circulante	-	-	1.054.677	940.444
Não circulante	-	-	833.380	1.483.356

(a) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Peroá, conforme contrato firmado em 29 de janeiro de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 100% da participação da Petrobras nos campos de produção de Peroá e Congoá e BM-ES-21 (Plano de Avaliação de Descoberta de Malombe), denominados conjuntamente Polo Peroá, localizado na Bacia do Espírito Santo, tendo como valor a ser pago de US\$ 42,5 milhões (R\$ 245.144) em pagamentos contingentes previstos em contrato, sendo: (i) US\$ 20 milhões vinculados à apresentação da declaração de comercialidade de Malombe à ANP; (ii) US\$ 12,5 milhões atrelados ao atingimento da referência Brent US\$ 48 por barril com previsão de pagamento para agosto de 2025; e (iii) US\$ 10 milhões atrelados ao atingimento da referência Brent US\$ 58 por barril, atualizado a taxa SOFR + 4,1%. Em 30 de agosto de 2023 foi pago o montante de US\$ 10 milhões (R\$ 53.558). Em 31 de março de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá é de R\$ 253.819.

(b) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Papa-Terra, conforme contrato firmado em 09 de julho de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 62,5% dos direitos da concessão sobre o campo de produção de Papa-Terra da Petrobras, composto da FPSO (P-63) e a plataforma do tipo TLWP (P-61), denominados conjuntamente Polo Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, tendo como valor a ser pago de US\$ 90 milhões descontados da geração de caixa remanescente de 1º de julho de 2021 até a conclusão da transação, sendo considerado na data de aquisição uma expectativa de pagamento de US\$ 80,4 milhões (R\$ 436.194), atualizado a taxa SOFR 2,6%, que estão condicionados ao preço de referência do petróleo tipo Brent e à performance operacional do ativo entre a data de conclusão da transação e dezembro de 2032, dividido em 11 parcelas com vencimentos entre julho de 2023 e abril de 2027. Em 28 de julho de 2023 foi pago o montante US\$ 5,4 milhões (R\$ 28.422), sendo R\$ 1.019 através de desembolso financeiro e R\$ 27.403 através de desconto devido à geração de caixa conforme as condições precedentes do contrato firmado em julho de 2021. Em 31 de março de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Papa-Terra é de R\$ 490.453. Conforme descrito nas notas explicativas 1 e 5, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (forfeiture), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(c) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Potiguar, conforme contrato firmado em 31 de janeiro de 2022, na qual a 3R Potiguar adquiriu 100% da participação dos direitos da concessão sobre o conjunto de 22 campos de óleo e gás, localizado na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, tendo como valor a ser pago de US\$ 235,0 milhões (R\$ 1.154.297) atualizado a SOFR +3,6%. A conclusão da transferência dos direitos de concessão foi realizada em 08 de junho de 2023, quando o valor total atualizado a ser pago era de US\$ 251,2 milhões (R\$ 1.233.990), cujo pagamento foi firmado em 4 parcelas anuais. A primeira parcela foi paga em abril de 2024, no montante de R\$ 337.765 e a segunda parcela foi paga em março de 2025, no montante de R\$ 424.281. Em 31 de março de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar é de R\$ 815.036.

(d) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição de participação de 23% detida pela Qatar Energy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos, conforme contrato firmado em 21 de dezembro de 2023. A aquisição foi efetivada em 30 de dezembro de 2024, após atingimento de todas as condições precedentes e anuência da ANP. O valor total da transação foi de US\$ 150 milhões. Na data de assinatura do contrato, foram adiantados ao vendedor US\$15 milhões (equivalentes a R\$ 73.149 naquela data). Além do adiantamento, foi pago US\$ 430 mil (equivalente a R\$ 2.650) na data de conclusão da transação e duas parcelas de US\$ 30 milhões a serem pagas em 12 e 24 meses após a conclusão da transação. Em 31 de março de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição de Parque das Conchas é de R\$ 328.749.

21 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Obrigações com antigo controlador (a)	51.644	44.520	51.644	44.520
Obrigações a pagar Fazenda Pinauna	-	-	15.000	15.000
Prestação de contas ao operador	-	-	29.928	18.766
Obrigações com parceiros (b)	-	-	108.342	115.461
Obrigações contratuais com vendas (c)	-	-	63.709	68.703
Obrigações com consórcio (d)	-	-	57.922	57.922
Provisão de seguros a pagar	-	-	7.778	17.625
Outros	2.801	2.805	33.679	25.883
	54.445	47.325	368.002	363.880
Circulante	2.805	2.805	255.123	258.123
Não circulante	51.640	44.520	112.879	105.757

(a) Pagamento contingente atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Bahia e Brava. Nos termos do contrato de compra e venda assinado entre o atual e o antigo controlador, caso a Companhia e as suas Controladas citadas venham a aproveitar-se dos prejuízos fiscais, o antigo controlador, fará jus ao valor equivalente de até um terço do benefício auferido em decorrência de sua utilização, deduzidos de determinados passivos pagos pela Companhia.

(b) Em 31 de março de 2025 o saldo de R\$ 40.291 (R\$ 115.461 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a obrigações relacionados aos 80% de participação no Campo de Atlanta e R\$ 68.051 referente a obrigações relacionados aos 23% de participação no Campo de Parque das Conchas, conforme nota explicativa 1.

(c) Em 31 de março de 2025 o montante de R\$ 63.709 (R\$ 68.703 em 31 de dezembro de 2024) é referente a obrigações a pagar para com a Shell Western Supply & Trading Limited decorrente de contrato de compra e venda de óleo no campo de Atlanta.

(d) Em 31 de março de 2025 o valor de R\$ 57.922 (R\$ 57.922 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a adiantamentos de Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) recebido dos sócios dos blocos PAMA-M-265, PAMA-M-337 e FZA-M-90. Estes blocos estão com o contrato suspenso temporariamente em razão do aguardo do IBAMA sobre o licenciamento ambiental.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22 . Transações com partes relacionadas

A movimentação dos saldos com partes relacionadas está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (a)	196.407	193.980	-	-
Dividendos a receber (b)	115.882	115.882	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (c)	58.996	151.020	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	371.285	460.882	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (a)	5.415.881	5.335.062	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	5.415.881	5.335.062	-	-
Passivo Circulante				
Contas a pagar - partes relacionadas	9.564	2.487	-	-
Dividendos a pagar (d)	14	14	14	14
Debêntures (e)	-	-	10.918	21.534
Total do passivo circulante com partes relacionadas	9.578	2.501	10.932	21.548

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Resultado das operações no período				
Juros pagos sobre debentures	222.054	30.845	-	-
Receita de juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	530	1.237
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	222.054	30.845	530	1.237

(a) O montante refere-se a transações de debêntures com partes relacionadas e estão resumidas no quadro abaixo:

Emissor	Emissão	Emitida para	Data de emissão	Valor principal	Valor em aberto*	Vencimento	Remuneração
3R RV (atual 3R Bahia)	1ª emissão	Brava	03/10/2022	300.000	271.093	27/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Potiguar	7ª emissão	Brava	04/03/2024	500.000	154.356	07/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Offshore	1ª emissão	Brava	27/10/2022	212.500	61.864	14/08/2025	100% CDI + 3,8%
Enauta Energia	1ª emissão - série 1	Brava	23/12/2022	736.675	847.797	18/12/2029	IPCA + 9,8297%
Enauta Energia	1ª emissão - série 2	Brava	23/12/2022	663.325	694.333	16/12/2027	100% CDI + 4,25%
Enauta Energia	2ª emissão - série 1	Brava	29/09/2023	103.496	112.027	18/09/2029	IPCA + 7,1149%
Enauta Energia	2ª emissão - série 3	Brava	29/09/2023	996.504	1.001.687	18/09/2029	13,9662%
Enauta Energia	3ª emissão - série 1	Brava	19/06/2024	777.978	829.069	17/06/2030	IPCA + 8,0618%
Enauta Energia	3ª emissão - série 2	Brava	19/06/2024	656.073	680.027	17/06/2030	IPCA + 13,5733%
Enauta Energia	3ª emissão - série 3	Brava	19/06/2024	665.949	710.053	15/06/2034	IPCA + 8,262%
Enauta Energia	4ª emissão - série 1	Brava	24/06/2024	396.000	421.867	17/06/2030	IPCA + 8,056%
Enauta Energia	4ª emissão - série 3	Brava	24/06/2024	204.000	217.446	15/06/2034	IPCA + 8,2674%
					6.001.619		
Custo de transação					(389.331)		
Saldo líquido em aberto					5.612.288		

* Valor inclui principal e juros em aberto na data-base 31 de março de 2025 (líquido de custos de transação).

(b) O montante refere-se aos dividendos das controladas 3R RNCE (R\$ 100.000) e 3R Bahia (R\$ 15.882) referentes aos respectivos resultados do exercício de 2024.

(c) O valor de R\$ 58.996 (R\$ 151.020 em 31 de dezembro de 2024) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas.

(d) Refere-se aos dividendos de acionistas minoritários a pagar.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(e) O saldo refere-se a primeira emissão de debêntures, não conversíveis em ações, de colocação privada emitida em 19 de julho de 2023 em favor da Maha Energy Holding Brasil no valor de R\$ 37.500 pela 3R Offshore, tendo como prazo de vencimento 14 de agosto de 2025. A remuneração aplicada corresponde à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diária DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis. Em 31 de março de 2025, o valor em aberto desta debênture era de R\$ 10.918, incluindo principal e juros.

Remuneração pessoal chave

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas nº 6.404/76 e com o Estatuto Social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, em Assembleia Geral, fixar o valor global da remuneração anual dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração efetuar a distribuição da verba entre os administradores.

A Companhia é dirigida por um Conselho de Administração composto por, no mínimo, 5 membros e, no máximo, 11 membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral com mandato unificado de 2 anos, e uma Diretoria eleita pelo Conselho de Administração composta por, no mínimo, 3 membros e, no máximo, 7 membros, sendo um diretor presidente, um diretor de relações com investidores, um diretor financeiro e os demais sem designação específica.

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e Diretoria em 31 de março de 2025 e 31 de março de 2024 estão nos quadros a seguir:

	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Remuneração e benefícios	10.068	4.260
Encargos sociais	2.137	1.723
Pagamentos baseados em ações	2.188	5.817
Total	14.393	11.800

No quadro Consolidado acima, consta a remuneração do pessoal chave da administração de todas as sociedades do grupo econômico durante o período.

Em 31 de março de 2025, o quadro de administradores da Companhia é composto por 7 membros do Conselho de Administração (5 membros em 31 de março de 2024) e por 5 membros da Diretoria (3 membros em 31 de março de 2024).

Pagamentos baseados em ações

Na Assembleia Geral de Acionistas da Companhia do dia 26 de junho de 2024, foi aprovado o Plano de Incentivos Baseados em Ações (“Plano de Incentivos”), que confere ao Conselho de Administração autorização para definir o modelo de incentivo baseado em ações mais adequado para cada outorga e para cada público-alvo de participantes.

Na mesma Assembleia Geral, foi aprovado que não haveria novas outorgas dos planos aprovados anteriormente ao Plano de Incentivos, de modo que permanecerão em vigor apenas em relação às opções de compra de ações em aberto à época. Atualmente, há opções em aberto apenas do Plano de Opção de Compra de Ações (“Primeiro Plano”), aprovado em 31 de agosto de 2020 e aditado em 26 de abril de 2021.

a) Opção de Compra de Ações

Além das opções de compra de ações em aberto do Primeiro Plano, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 16 de janeiro de 2025, o 1º Programa de Outorga de Opções de Compra de Ações (“Programa I”), cuja outorga ocorreu em 06 de março de 2025. Cada opção de compra outorgada dará direito de adquirir uma ação ordinária de emissão da Companhia.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

As condições gerais são:

	Primeiro plano	Segundo plano
Preço de exercício	O valor de precificação das ações na B3 à época da outorga em ambiente bursátil.	Média das cotações das Ações BRAV3 na B3, ponderada pelo volume em Reais, dos 90 (noventa) dias anteriores à Data de Referência
Vesting	4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos.	4 anos, divididos em 4 lotes com período de carência de 1, 2, 3 e 4 anos em relação à Data de Referência
Prazo máximo de exercício	12 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.	12 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.

Abaixo, seguem os termos e condições dos programas aprovados no âmbito do Primeiro Plano e do Plano de Incentivos:

Plano	Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Opções outorgadas	Opções exercidas	Opções canceladas	Opções em aberto	Preço de exercício	Valor justo na outorga
Primeiro Plano	I	08/dez/2021	Até 31/08/24	31/ago/2025	943.424	290.856	416.712	235.856	R\$15,75	R\$19,68
Primeiro Plano	II	08/dez/2021	Até 31/08/24	31/ago/2025	1.864.379	735.859	944.261	184.259	R\$15,75	R\$19,68
Plano de Incentivos	I	06/mar/2025	Até 02/01/29	02/jan/2030	2.364.360	-	-	2.364.360	R\$19,72	R\$3,05

Para a precificação do valor justo das opções dos programas da Companhia, foi utilizado o modelo de Black-Scholes-Merton, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação na outorga, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco.

Durante o período findo em 31 de março de 2025, foram exercidas 1.684 opções de compra de ações da Companhia, com a integralização de R\$ 27 no capital social.

Em 31 de março de 2025, a Companhia apresenta uma despesa no período de R\$ 203 com os programas de opção de compra de ações (R\$ 4.833 em 31 de março de 2024).

b) Pagamento baseado em ações com liquidação em caixa

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, no âmbito do Plano de Incentivos, o 1º Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa – Phantom Shares (“Programa I”), em 16 de janeiro de 2025, e o 2º Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa – Phantom Shares (“Programa II”) e, em conjunto com o Programa I, “Programas”), em 23 de janeiro de 2025.

Dentro dos Programas, são concedidas “Phantom Shares”, que representam o direito de receber, em dinheiro, a diferença positiva entre o Valor da Ação da Companhia e o Preço de Referência, caso seja aplicável, ao término de cada período de carência. As Phantom Shares estão distribuídas em quatro lotes com períodos de carência anuais, contados da data de referência.

O Valor da Ação equivale à média ponderada da cotação dos 90 dias anteriores ao término de cada período de carência. Já o Preço de Referência é calculado pela média ponderada da cotação dos 90 dias anteriores à data de referência, que é definida pelo Conselho de Administração, sem nenhum tipo de desconto.

O Programa II possui uma característica adicional, que é a inclusão de condição de aquisição de direito de desempenho, em função de indicadores de performance correspondentes ao exercício social de 2025.

Abaixo, seguem os termos e condições dos Programas:

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Phantom outorgadas	Phantom canceladas	Phantom em aberto	Preço de Referência	Valor justo na outorga	Valor justo em 31/03/25
I	04/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	2.364.360	-	2.364.360	R\$19,72	R\$7,41	R\$7,68
I	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	5.749.000	-	5.749.000	R\$19,72	R\$8,00	R\$7,68
I	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	70.000	-	70.000	R\$19,72	R\$7,58	R\$7,68
II	04/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	1.614.000	-	1.614.000	R\$19,72	R\$7,41	R\$7,68
II	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	4.230.000	10.000	4.220.000	R\$19,72	R\$8,00	R\$7,68
II	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	40.000	-	40.000	R\$19,72	R\$7,58	R\$7,68

Para a precificação do valor justo das opções dos Programas, foi utilizado o modelo de Black-Scholes-Merton, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco.

Em 31 de março de 2025 o valor justo contabilizado no período, incluindo encargos sociais, está registrado no passivo no montante de R\$ 5.625 (R\$ 992 em 31 de março de 2024).

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

23 . Provisão para abandono

Os valores de abandono são mensurados pelo prazo da vida útil econômica do projeto, atualizados pela taxa de inflação, e são trazidos a valor presente para fins de reconhecimento inicial. O passivo de abandono é atualizado anualmente ou quando exista alguma evidência objetiva que seu valor possa estar materialmente inadequado. As revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado (resultado financeiro líquido).

A movimentação do saldo da provisão para abandono está demonstrada a seguir:

	Consolidado									
	3R Bahia	3R RNCE	3R Pescada	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Enauta Energia (Manati)	Enauta Energia (Atlanta)	Enauta Petróleo e Gás (Parque das Conchas)	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2024	94.597	150.196	44.664	207.066	99.526	753.309	-	-	-	1.349.358
Constituição da provisão de abandono (b)	-	-	-	-	-	-	-	-	889.778	889.778
Efeito da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	270.031	567.650	-	837.681
Remensuração da provisão do abandono (a)	123.547	130.406	(5.328)	102.814	26.961	331.628	(106.274)	(277.563)	-	326.191
Gastos com abandono no exercício	(8.140)	(72.171)	-	-	(97.625)	(71)	(992)	(96.072)	-	(275.071)
Atualização da provisão do abandono	9.695	12.903	3.977	20.271	8.328	73.072	-	-	-	128.246
Reembolso de gasto com abandono	4.300	419	-	-	163.744	-	-	-	-	168.463
Mais valia de provisão de abandono decorrente da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	(29.499)	(48.729)	-	(78.228)
Transferência passivo mantido para venda	-	(7.742)	-	-	-	(20.430)	-	-	-	(28.172)
Ajuste de conversão	-	-	6.665	-	-	-	-	-	-	6.665
Saldo em 31 de dezembro de 2024	223.999	214.011	49.978	330.151	200.934	1.137.508	133.266	145.286	889.778	3.324.911

	Consolidado									
	3R Bahia	3R RNCE	3R Pescada	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Enauta Energia (Manati)	Enauta Energia (Atlanta)	Enauta Petróleo e Gás (Parque das Conchas)	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2025	223.999	214.011	49.978	330.151	200.934	1.137.508	133.266	145.286	889.778	3.324.911
Remensuração da provisão do abandono (a)	30.848	98.327	1.442	(21.569)	7.210	141.710	7.664	7.612	36.715	309.959
Gastos com abandono no período	(110)	(34.835)	-	-	(301)	-	(449)	-	(1.559)	(37.254)
Atualização da provisão do abandono	5.136	3.312	1.075	6.028	3.201	25.949	1.223	2.840	10.837	59.601
Transferência passivo mantido para venda	-	(390)	-	-	-	(4.063)	-	-	-	(4.453)
Saldo em 31 de março de 2025	259.873	280.425	52.495	314.610	211.044	1.301.104	141.704	155.738	935.771	3.652.764

Taxa de desconto	9,07%	8,98%	8,98%	8,75%	8,98%	8,98%	8,62%	9,07%	8,62%	
Previsão de abandono	2048	2051	2053	2038	2053	2051	2030	2046	2031	

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações
Notas Explicativas
Trimestral - 1º Trimestre de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(a) Durante 2024 e 2025, a Companhia e suas controladas remensuraram a provisão para abandono em conexão com os prazos de vida útil contidos na certificação de reserva emitida pela DeGolyer and MacNaughton conforme nota explicativa 1 e atualização na taxa de desconto e variações nos custos atrelados ao abandono desses ativos. Além disso, a remensuração do campo de Atlanta foi impactado pela venda de 20% da participação para a WAO, conforme nota explicativa 1.

(b) Refere-se à constituição da provisão de abandono decorrente da aquisição de participação de 23% realizada pela Enauta Petróleo e Gás no ativo Parque das Conchas.

Os saldos registrados no passivo de abandono não incluem os montantes referentes ao *Decommissioning Cost Sharing Agreement* ("DCSA"), que totalizam US\$ 53,6 milhões para a 3R Bahia, US\$ 5,6 milhões para a 3R RNCE, US\$ 124,4 milhões para a 3R Offshore e US\$ 88,1 milhões para a 3R Potiguar. Conforme estabelecido nos contratos de DCSA, a Petrobras reembolsará os valores estipulados após a conclusão do abandono de determinados poços e plataformas elegíveis. Esse reembolso ocorrerá mediante a comprovação da carga do Relatório Final de Abandono de Poço (RFAP) junto à ANP.

24 . Provisão de contingências

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em ações judiciais de naturezas cíveis, fiscais e trabalhistas. Com base no parecer de seus consultores jurídicos internos e externos, a Administração considera a provisão para perdas registradas suficiente para cobrir as perdas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Trabalhista	3.545	3.437	4.034	3.548
Tributário	-	-	11	11
	3.545	3.437	4.045	3.559

Em 31 de março de 2025, a Companhia e suas controladas são objeto de ações trabalhistas, cíveis e tributárias cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 3.751.642 (R\$ 3.727.477 em 31 de dezembro de 2024).

Abaixo os valores envolvidos cuja probabilidade de perda é considerada possível, suportado pela avaliação dos assessores jurídicos externos:

	Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Cível (a)	3.138.270	3.084.861
Trabalhista	24.678	17.417
Tributária (b)	663.748	586.019
Ambiental	85.827	37.872
Outros	1.434	1.308
	3.913.957	3.727.477

(a) Em dezembro de 2022, a 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras) apresentou contestação em ação civil pública, movida pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais (lucros cessantes) e morais. O valor atualizado apresentado em 31 de março de 2025 é de R\$ 1.500.812 (R\$ 1.446.860 em 31 de dezembro de 2024), referente a supostos danos sofridos por pescadores não identificados, em razão de intervenção na atividade pesqueira, pretensamente causada pela criação de uma zona de exclusão ao exercício da pesca pela exploração de petróleo e gás desempenhada pela Petrobras no Polo de Papa-Terra (operado pela 3R Offshore somente a partir de dezembro de 2022). O valor apresentado tem como base o início da concessão da licença concedida à Petrobras em outubro de 2013.

Adicionalmente, no primeiro trimestre de 2023, foi incrementado o montante de R\$ 1.321.119 referente ao valor da ação civil pública, ajuizada pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, em face da 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras). O valor apresentado pela autora se refere a suposta indenização, a título de danos

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas**31 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

materiais e morais, sofridos por pescadores não identificados. Ao conceder a licença para explorar petróleo e gás à Petrobras, no Polo de Peroá (operado pela 3R Offshore a partir de agosto de 2022), o órgão ambiental criou uma zona de exclusão ao exercício da pesca. Os danos pleiteados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores decorreriam, assim, da suposta intervenção na atividade pesqueira, na referida zona de exclusão e teriam como fato gerador a concessão da referida licença. O valor atualizado da causa em 31 de março de 2025 é de R\$ 1.554.677 (R\$ 1.489.835 em 31 de dezembro de 2024).

(b) A composição do passivo tributário classificado como possível envolve principalmente montantes diretamente relacionados ao grupo e de responsabilidade enquanto participante minoritário de ativos operados por terceiros, no total de R\$ 660.645. Deste total, (i) R\$ 46.354 é relativo às discussões da Brava; (ii) R\$ 35.506 é relativo à participação em ativo operado pela Petrobras; e (iii) R\$ 578.785 é relativo à participação em ativo operado pela Shell. Além disso, o montante do passivo tributário engloba ainda o valor de R\$ 3.103 referente à causa relacionada à incidência de tributos sobre ganhos apurados nas operações de stock option.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

25 . Arrendamentos

Direito de uso – Ativo

	Controladora										
	1º de janeiro de 2024	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	31 de dezembro de 2024	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	Remensuração de ARO	Reconhecimento de AVP	31 de março de 2025
Imóvel Administrativo	8.349	-	-	(3.131)	5.218	15.664	-	(2.558)	-	-	18.324
	8.349	-	-	(3.131)	5.218	15.664	-	(2.558)	-	-	18.324

	Consolidado										
	1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Baixas	Variação cambial	Depreciação	31 de dezembro de 2024	Adições e alterações contratuais	Depreciação	Variação cambial	31 de março de 2025
Imóvel Administrativo	11.085	61	258	-	-	(4.228)	7.176	15.664	(2.558)	-	20.282
Outros imóveis	4.105	-	-	-	-	(1.443)	2.662	-	(566)	-	2.096
Plantas e equipamentos	26.179	57.341	7.287	-	-	(13.998)	76.809	-	(8.168)	-	68.641
Embarcações	-	293.273	165.216	-	(10.233)	(224.951)	223.305	-	(49.729)	-	173.576
FPSO - Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	-	4.178.264	-	(98.423)	-	4.079.841
	41.369	350.675	4.351.025	-	(10.233)	(244.620)	4.488.216	15.664	(159.444)	-	4.344.436

Arrendamentos – Passivo

	Controladora										
	1º de janeiro de 2024	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2024	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de março de 2025
Imóvel Administrativo	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417	15.664	-	(2.845)	1.868	21.104
	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417	15.664	-	(2.845)	1.868	21.104
Circulante						3.677					2.831
Não circulante						2.740					18.273

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado																
	1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Baixas (c)	Reconhecimento de AVP	Pagamentos	Variação Cambial	Mais valia	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2024	Adições e alterações contratuais	Baixas (c)	Reconhecimento de AVP	Pagamentos	Variação Cambial	Juros reconhecidos no resultado	31 de março de 2025
Imóvel Administrativo	12.573	-	258	-	-	(5.433)	-	-	1.635	9.033	15.664	-	-	(2.845)	-	1.868	23.720
Outros imóveis	4.280	-	-	-	-	(2.937)	-	-	1.732	3.075	-	-	-	(742)	-	491	2.824
Plantas e equipamentos	28.460	-	7.287	-	-	(16.265)	-	-	2.284	21.766	-	1.412	1.003	(11.416)	(4.000)	473	9.238
Embarcações	-	288.449	165.216	(43.843)	8.287	(125.592)	18.572	(7.335)	-	303.754	-	8.734	4.835	(67.846)	(17.297)	-	232.180
FPSO Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	-	-	-	-	4.178.264	-	(80.373)	91.962	(34.842)	(303.478)	-	3.851.533
	45.313	288.449	4.351.025	(43.843)	8.287	(150.227)	18.572	(7.335)	5.651	4.515.892	15.664	(70.227)	97.800	(117.691)	(324.775)	2.832	4.119.495
Circulante					-	-	-	-	-	365.556							258.125
Não circulante										4.150.336							3.861.370

(a) Refere-se aos ativos de direito de uso e passivos de arrendamento líquidos que foram incorporados decorrente do processo de combinação de negócios entre a Brava (anteriormente 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e a Enauta Participações. A data efetiva de início da companhia combinada foi 1º de agosto de 2024.

(b) Refere-se à adição de contrato de arrendamento mercantil junto à Yinson referente ao FPSO de Atlanta que entrou em vigor em 31 de dezembro de 2024. O contrato foi reconhecido considerando os pagamentos fixos em dólares norte-americanos pelo período não cancelável de 15 anos, ajustados por uma taxa de desconto determinada com base em operações semelhantes verificadas no mercado internacional, ajustadas para considerar o risco de crédito da Companhia, que representa, na interpretação da Administração, a taxa incremental para esta operação. As variações cambiais, bem como eventuais pagamentos variáveis, a serem determinados pela performance do ativo, serão reconhecidos diretamente no resultado do exercício, quando incorridos.

A seguir são apresentadas as principais informações deste contrato de arrendamento, o qual representa 93,5% do passivo de arrendamento.

Fluxo de pagamentos futuros a valor presente	Taxa de desconto (a.a.)	Prazo (anos)	31.03.2025	31.12.2024
FPSO Atlanta	10%	15	3.851.533	4.178.264

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada no fluxo deste contrato de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de Pagamentos - Futuro nominal	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total
FPSO Atlanta	93.020	134.255	147.694	162.945	178.789	3.134.830	3.851.533

(c) O valor das baixas demonstrado está deduzido da capitalização do projeto Sapura Onix e da formação do custo do óleo de Atlanta no resultado do período no valor total de R\$ 37.536.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

26 . Patrimônio Líquido

Capital social

Em 31 de dezembro de 2024 o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A.	1.459.730	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recursos e Consultoria S.A.	854.516	33.132.563	7,1%
Ações em tesouraria	167.399	9.495.098	2,0%
Outros acionistas	9.489.916	364.952.668	78,7%
	11.971.561	464.179.128	100%

Em 16 de janeiro de 2025 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 27, mediante a emissão de 1.684 ações ordinárias, por subscrição privada.

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo aproximadamente 97,2% em circulação (free floating). Em 31 de março de 2025, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A	1.459.728	56.598.799	12,2%
Jive Investimentos Gestão de Recurso e Consultoria S.A	854.515	33.132.563	7,1%
BTG Pactual WM	626.161	24.278.484	5,2%
Administração	87.012	3.373.754	0,7%
Ações em tesouraria	167.399	9.495.098	2,0%
Outros acionistas	8.776.773	337.302.114	72,8%
	11.971.588	464.180.812	100%

Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria

A Companhia estruturou dois novos programas de pagamentos baseados em ações, tendo como valor registrado adicionado ao programa já existente. Além das opções de compra de ações em aberto do Primeiro Plano, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 16 de janeiro de 2025, o 1º Programa de Outorga de Opções de Compra de Ações (“Programa I”), cuja outorga ocorreu em 06 de março de 2025. Estas transações resultaram em um montante líquido de R\$ 204 no período findo em 31 de março de 2025.

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor redutor de R\$ 201.910 no período findo em 31 de março de 2025 (R\$ 10.993 em 31 de março de 2024), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Lux, 3R Pescada, Enauta Finance, Enauta Netherlands B.V., Atlanta Field B.V. e Iris Trading. O saldo de ajuste de avaliação patrimonial em 31 de março de 2025 é de R\$ 155.798.

Lucros/(prejuízos acumulados)

No período findo em 31 de março de 2025 a Companhia apresentou um lucro de R\$ 829.174, compensando parcialmente o prejuízo acumulado existente em 31 de dezembro de 2024. O saldo de lucros acumulados em 31 de março de 2025 é de R\$ 216.666.

Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 25% como dividendos mínimos obrigatórios após respectivas deduções.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - Notas Explicativas

31 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Não houve distribuição de dividendos para os respectivos períodos intermediários, findo em 31 de março de 2025 e 2024, respectivamente.

27 . Segmentos operacionais

As informações por segmento de negócio da Companhia são elaboradas e revistas mensalmente através dos relatórios gerenciais que apresentam informações financeiras atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio. A Diretoria Executiva utiliza as informações consolidadas de todas as empresas do Grupo para tomada de decisões, avaliação de desempenho, investimentos, gastos, produções e outros indicadores operacionais.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre os segmentos. As transações entre os segmentos de negócio são mensuradas e apuradas com base em metodologias internas que levam em consideração parâmetros de mercado. Estas transações são eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Os segmentos de negócio da Companhia divulgados separadamente são:

Exploração e Produção (E&P): compreende as atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, incluindo o desenvolvimento da produção. A receita de vendas para terceiros refere-se à venda de óleo e gás relacionados com atividades de exploração e produção. Enquanto a receita de vendas intersegmentos corresponde, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Mid & Downstream.

Mid & Downstream: contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, além de compra e venda de produtos derivados do petróleo e gás, no Brasil. Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto e gás natural do segmento de E&P, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados nacionais e internacionais. A receita de vendas para terceiros reflete, sobretudo, as operações de comercialização de derivados e de petróleo no país.

Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas. Incluem principalmente itens vinculados à gestão financeira corporativa, overhead relativo à administração central e outras despesas.

A Companhia e suas controladas passaram a atuar no segmento de Mid & Downstream após a conclusão da aquisição do Polo Potiguar em 8 de junho de 2023.

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de março de 2025
Receita de vendas, líquida	2.219.555	1.495.110	-	(840.346)	2.874.319
Custos dos produtos vendidos	(1.316.495)	(1.421.500)	-	794.135	(1.943.860)
Lucro Bruto	903.060	73.610	-	(46.211)	930.459
Despesas gerais e administrativas	(132.145)	(15.656)	(16.090)	-	(163.891)
Gastos de exploração	(23.235)	-	-	-	(23.235)
Outras despesas operacionais, líquida	(74.508)	80	(2.943)	-	(77.371)
Resultado financeiro, líquido	602.977	(7.011)	(9.936)	2.805	588.835
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	1.276.149	51.023	(28.969)	(43.406)	1.254.797
Imposto de renda corrente e diferido	(303.248)	(134.009)	-	11.634	(425.623)
Lucro líquido (prejuízo) do período	972.901	(82.986)	(28.969)	(31.772)	829.174
Acionistas controladores	972.901	(82.986)	(28.969)	(31.772)	829.174

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de março de 2024
Receita de vendas, líquida	1.436.356	1.392.026	-	(820.781)	2.007.601
Custos dos produtos vendidos	(792.974)	(1.337.633)	-	774.128	(1.356.479)
Lucro Bruto	643.382	54.393	-	(46.653)	651.122
Despesas gerais e administrativas	(55.721)	(9.502)	(71.251)	-	(136.474)
Outras despesas operacionais, líquida	(6.572)	(1.462)	(148)	-	(8.182)
Resultado financeiro, líquido	(587.932)	331	(177.800)	-	(765.401)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(6.843)	43.760	(249.199)	(46.653)	(258.935)
Imposto de renda corrente e diferido	49.447	(21.946)	-	1.548	29.049
Lucro líquido (prejuízo) do período	42.604	21.814	(249.199)	(45.105)	(229.886)
Acionistas controladores	36.867	21.814	(249.199)	(45.105)	(235.623)
Acionistas não controladores	5.737	-	-	-	5.737

(a) Refere-se majoritariamente a transações de comercialização de óleo e gás entre partes relacionadas.

b) Ativos por segmento

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	31 de março de 2025
Imobilizado	19.115.383	1.157.120	37.470	-	20.309.973
Intangíveis	9.872.578	-	52.322	-	9.924.900
Depreciação, exaustão e amortizações	(5.657.126)	108.607	(18.260)	(125.899)	(5.692.678)
Adições ao imobilizado e intangível	983.218	24.221	14.855	-	1.022.294

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	31 de dezembro de 2024
Imobilizado	17.833.587	1.132.404	29.067	-	18.995.058
Intangíveis	9.869.366	-	45.869	-	9.915.235
Depreciação, exaustão e amortizações	(5.177.812)	(91.805)	(15.233)	(91.961)	(5.376.811)
Adições ao imobilizado e intangível	3.554.980	116.256	27.954	-	3.699.190

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28 . Receita líquida

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Receita com Vendas				
Receita bruta de petróleo	-	-	1.256.307	498.951
(-) Deduções da receita	-	-	(56.562)	(71.356)
Receita de petróleo, líquida	-	-	1.199.745	427.595
Receita bruta de derivados	-	-	1.706.170	1.513.537
(-) Deduções da receita	-	-	(237.155)	(162.419)
Receita de derivados, líquida	-	-	1.469.015	1.351.118
Receita bruta de gás	-	-	222.348	237.549
(-) Deduções da receita	-	-	(47.117)	(49.598)
Receita de gás, líquida	-	-	175.231	187.951
Receita com prestação de serviços				
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	34.498	46.212
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	(4.170)	(5.275)
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	30.328	40.937
Receita líquida total	-	-	2.874.319	2.007.601

A receita de petróleo líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Atlanta, Papa-Terra, Parque das Conchas, Peroá, Pescada, Arabaiana, Ponta de Mel e Redonda e dos polos Macau, Rio Ventura, Fazenda Belém e Recôncavo.

A receita de gás líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Peroá, Pescada e Arabaiana e dos polos Macau, Rio Ventura e Recôncavo.

A receita de derivados refere-se majoritariamente a derivados de petróleo líquido consolidado da Companhia, sendo oriunda dos processamentos de refino ocorrida na refinaria Clara Camarão.

A receita de prestação de serviço consolidada da Companhia refere-se majoritariamente ao serviço processamento de gás no Polo Potiguar.

Em 31 de março de 2025 a receita líquida da Companhia, quando comparada aos valores registrados em 31 de março de 2024, está impactada pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações e da conclusão da aquisição, em 30 de dezembro de 2024, da participação de 23% detida pela QatarEnergy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos.

29 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Custos de operação	-	-	(1.040.581)	(827.684)
Ocupação e retenção de área	-	-	(25.379)	(26.598)
Royalty - petróleo e gás	-	-	(185.443)	(106.928)
Depreciação e amortização	-	-	(447.357)	(208.373)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	(34.868)	(34.758)
Licenciamento e gastos ambientais	-	-	(58.317)	(36.109)
Gasto de pessoal	-	-	(50.033)	(31.434)
Processamento e transporte de gás	-	-	(84.629)	(62.965)
Outros	-	-	(17.253)	(21.630)
	-	-	(1.943.860)	(1.356.479)

Em 31 de março de 2025 o custo dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31 de março de 2024, está impactado pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações e da conclusão, em 30 de dezembro de 2024, da aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos.

30 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Gastos com pessoal (a)	(1.690)	(43.455)	(83.334)	(51.975)
Serviços prestados por terceiros	3.712	(4.833)	(46.171)	(27.437)
Depreciação e amortização	(5.584)	(2.512)	(14.697)	(9.734)
Provisão para pagamento baseado em ações (a)	(3.567)	(7.736)	(4.547)	(7.736)
Provisão (reversão) de contingências	(108)	(141)	(487)	(144)
Manutenção e suporte de software e hardware	(5.397)	(6.699)	(13.547)	(13.773)
Outras despesas	(1.151)	(5.523)	(1.108)	(25.675)
	(13.785)	(70.899)	(163.891)	(136.474)

(a) Em 31 de março de 2025, para a controladora, os gastos com pessoal estão impactados pela implementação do programa de *Cost Share Agreement* para o compartilhamento das despesas comuns, resultando na realocação de tais despesas entre a controladora e as demais empresas do grupo.

Em 31 de março de 2025 as despesas gerais e administrativas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 31 de março de 2024, estão impactadas pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações e da conclusão, em 30 de dezembro de 2024, da aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos.

31 . Gastos exploratórios

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Aquisição / processamento de sísmica	-	-	(17.560)	-
Gastos de gerenciamento de projetos	-	-	(1.713)	-
Gastos com geologia e geofísica	-	-	(769)	-
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	-	(35)	-
Outros	-	-	(3.158)	-
	-	-	(23.235)	-

32 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Remensuração na provisão de abandono (a)	-	-	(1.442)	-
Abandono Petrojarl	-	-	(74.916)	-
Despesas earn-out - antigo controlador (b)	-	-	(2.943)	-
Despesas com transição de ativos	-	-	(63)	(490)
Despesas com aquisição de dados e parcerias	-	-	-	(4.136)
Outras receitas / despesas	(2.944)	(148)	1.993	(3.556)
	(2.944)	(148)	(77.371)	(8.182)

(a) Valor decorrente da remensuração da provisão de abandono do campo de Pescada.

(b) Refere-se a atualização da obrigação relacionada ao pagamento ao antigo controlador atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias e pela Companhia.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

33 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Receitas financeiras				
Rendimento de aplicação financeira	9.386	19.425	121.886	93.294
PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.336)	(2.347)	(7.075)	(3.138)
Atualização monetária – Debêntures	-	-	213.150	-
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	222.054	30.845	-	-
Ajuste a valor presente	-	1.176	1.914	1.176
Variação cambial ativa líquida (a)	6.769	-	646.362	4.305
Ganhos com operações de hedge (b)	83.319	-	547.620	18.762
Receita com Juros - Yinson	-	-	35.528	-
Receita com Juros - Debêntures	20.906	-	-	-
Outras receitas financeiras	39	193	12.420	2.989
	340.137	49.292	1.571.805	117.388
Despesas financeiras				
Incremento de abandono	-	-	(59.601)	(30.823)
Juros – Arrendamento	(1.868)	(316)	(2.832)	(1.430)
Juros – Debêntures	(258.054)	(62.456)	(290.486)	(184.492)
Juros – Empréstimos	(5.977)	(3.636)	(96.600)	(72.690)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	(530)	-	(530)	(1.237)
SWAP taxa de Juros (c)	-	-	-	(3.060)
Atualização monetária – Debêntures	(20.734)	(18.135)	(25.988)	(170.895)
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	-	(103)	(38.729)	(48.849)
Perdas com operação de hedge (b)	(31.214)	-	(232.496)	(136.502)
Perda de rendimento na aplicação financeira	-	-	-	(1.401)
Ajuste a valor presente	(4.179)	-	(133.022)	(14.638)
Variação cambial passiva líquida (a)	1.634	(1.057)	(21.785)	(65.401)
Custos de transação apropriados - Debêntures	(22.674)	(12.229)	(17.059)	(122.341)
Custos de transação apropriados - Empréstimos	-	-	(7.542)	(19.040)
Outras despesas financeiras	(98)	(1.217)	(56.300)	(9.990)
	(343.694)	(99.149)	(982.970)	(882.789)
Resultado financeiro líquido	(3.557)	(49.857)	588.835	(765.401)

(a) Refere-se à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições (nota explicativa 20), empréstimos e financiamentos (nota explicativa 16) e debêntures (nota explicativa 17).

(b) A Companhia contrata collar de brent e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 57 por barril para as puts e um teto de US\$ 91 por barril para as calls (3R RNCE), um piso de US\$ 64 por barril para as puts e um teto de US\$ 86 por barril para as calls (3R Bahia), um piso de US\$ 60 por barril para as puts e um teto de US\$ 86 por barril para as calls (3R Potiguar) e . um piso de US\$ 70 por barril para as puts e um teto de US\$ 77 por barril para as calls (3R Petroleum Offshore). A Companhia também contrata NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (hedge).

(c) Operação de swap com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de hedge e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 35).

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - Notas Explicativas

31 de março de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

34 . Lucro (prejuízo) por ação

O cálculo do lucro básico e diluído por ação foi baseado no lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação, após os ajustes para os potenciais ações ordinárias dilutivas.

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Lucro básico por ação				
Lucro / (prejuízo) do período	829.174	(235.623)	829.174	(235.623)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	464.180.528	240.317.926	464.180.528	240.317.926
Resultado líquido básico por ação – R\$	1,79	(0,98)	1,79	(0,98)

	Controladora		Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de março de 2024	31 de março de 2025	31 de março de 2024
Lucro diluído por ação				
Lucro / (prejuízo) do período	829.174	(235.623)	829.174	(235.623)
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	466.544.888	244.267.669	466.544.888	244.267.669
Quantidade de ações diluidoras	2.364.360	3.949.743	2.364.360	3.949.743
Resultado líquido diluído por ação – R\$	1,78	(0,96)	1,78	(0,96)

35 . Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

a) Instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber de terceiros, contas a receber com partes relacionadas, debêntures partes relacionadas, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, contas a pagar com partes relacionadas, valores a pagar por aquisições, derivativos e outras obrigações.

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação.

Swap:

A Companhia contrata instrumentos financeiros derivativos (*swap*) com objetivo de converter as taxas de juros das debêntures em reais para uma dívida com juros fixos em dólar, com objetivo de hedge e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros. Foi contratado um swap para a terceira emissão de debentures da Brava com conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,4166% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,95% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.000.000.

Além disso, com o mesmo objetivo, a Companhia também contrata *swap* para as debêntures da controlada Enauta Energia, conforme abaixo:

- Primeira série da primeira emissão de debêntures: conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 9,8297% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 560.000.
- Segunda emissão de debêntures: conversão de 100% da dívida inicial contratada em reais e com taxa de juros pré-fixados em 13,9662% e IPCA + 7,1149% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,83% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.100.000.
- Terceira emissão de debêntures: conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0618% a.a., pré de 13,5733% a.a. e IPCA + 8,2620% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,48% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 2.100.000.
- Quarta emissão de debentures: conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0560% a.a e IPCA + 8,2674% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,53% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 600.000.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

NDF:

A Companhia contrata, através das controladas 3R RNCE, 3R Potiguar, 3R Petroleum Offshore e Enauta Energia, NDF de brent com o propósito de proteção contra a oscilação de preços do petróleo. Foram realizadas operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 6 meses. Foram obtidos através destes instrumentos financeiros um preço médio de US\$ 74 por barril (3R RNCE), um preço médio de US\$ 75 por barril (3R Potiguar), um preço médio de US\$ 75 por barril (3R Petroleum Offshore) e um preço médio de US\$ 71 por barril (Enauta Energia).
A Companhia também adota a contratação de NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (hedge). O valor total contratado foi de US\$ 100 milhões como parte de sua estratégia de dolarização do caixa através de sua controlada Enauta Energia.

Collar:

A Companhia contrata collar de brent e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 57 por barril para as puts e um teto de US\$ 91 por barril para as calls (3R RNCE), um piso de US\$ 64 por barril para as puts e um teto de US\$ 86 por barril para as calls (3R Bahia), um piso de US\$ 60 por barril para as puts e um teto de US\$ 86 por barril para as calls (3R Potiguar) e . um piso de US\$ 70 por barril para as puts e um teto de US\$ 77 por barril para as calls (3R Petroleum Offshore).
Em 31 de março de 2025 os contratos de NDF e collar oferecem cobertura para 6.642 mil barris (5.014 mil em 31 de dezembro de 2024) que se espera que sejam vendidos nos próximos 18 meses.

Instrumento	Quantidade em milhares de barris		Valor justo registrado em	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
NDFs brent	2.528	192	(6.419)	(283)
Collars	4.114	4.822	19.153	27.242
Total	6.642	5.014	12.734	26.959
Ativo circulante	-	-	64.033	67.899
Ativo não circulante	-	-	-	35.607
Passivo circulante	-	-	(49.151)	(22.627)
Passivo não circulante	-	-	-	(23.638)

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (brent).

3R RNCE

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	22.000	187.000	2023-2025	9.409	83.922	(9.031)	(84.412)	378	(490)

3R Bahia

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	-	5.000	2024 - 2025	-	2.173	-	(1.965)	-	207

3R Potiguar

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	385.000	-	2025	165.587	-	(161.519)	-	4.068	-

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Enauta Energia

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	1.994.000	-	2024 - 2025	817.849	-	(828.714)	-	(10.865)	-

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações com opções e collars, para proteção das oscilações do preço do petróleo (brent).

3R RNCE

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	1.744.500	2.704.250	2024-2026	7.794	10.726

3R Bahia

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	1.149.500	1.342.750	2024-2026	9.841	12.835

3R Potiguar

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	720.000	775.000	2024-2026	3.152	3.681

3R Offshore

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	500.000	-	2025	(1.634)	-

Em 31 de março de 2025 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação do dólar.

	Valor de face (nominal amount - US\$/mil)	Valor justo em 31/03/2025 (R\$/mil)	Cotação do dólar de Compra - US\$	Cotação do dólar em 31/03/2025	Posição líquida a receber – R\$ mil
Enauta Energia	US\$ 100.000	2.148	5,77	5,74	(2.340)

Em 31 de dezembro de 2024 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação do dólar.

	Valor de face (nominal amount - US\$/mil)	Valor justo em 31/12/2024 (R\$/mil)	Cotação do dólar de Compra - US\$	Cotação do dólar em 31/12/2024	Posição líquida a receber – R\$ mil
Enauta Energia	US\$ 210.000	21.934	6,11	6,19	18.417
Brava	US\$ 80.000	8.348	6,11	6,19	7.008

Os contratos possuem vencimentos em 30 de abril de 2025.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - Notas Explicativas
31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Categoria dos instrumentos financeiros

O CPC 46 (IFRS 13) define valor justo como o valor que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis).

O CPC 40 (IFRS 7) estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Na medida do possível a Companhia usa dados observáveis de mercado para mensurar o valor justo de um ativo ou passivo que são classificados considerando as entradas usadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em um mercado ativo que são observáveis para ativos e passivos idênticos na data da mensuração.

Nível 2 – preços são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente ou indiretamente, em um mercado ativo para ativos ou passivos similares ou em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos.

Nível 3 – preços provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado para o ativo ou passivo que não estão baseados em dados de mercado observáveis (preços inobserváveis).

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis dos ativos e passivos financeiros incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo, quando aplicáveis:

		Controladora		Consolidado	
		31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Nível					
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	260.936	567.337	2.694.545	3.171.958
Aplicações financeiras	-	-	-	4.548.064	5.700.248
Caixa restrito	-	29	29	444.495	444.811
Contas a receber de terceiros	-	-	-	265.319	337.409
Contas a receber com partes relacionadas	-	58.996	151.020	-	-
Ativo classificado como mantido para venda	-	-	-	-	76.338
Debêntures - partes relacionadas	-	5.612.288	5.529.042	-	-
		5.932.249	6.247.428	7.952.423	9.730.764
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	26.851	15.239	3.045.743	3.152.200
Empréstimos e financiamentos	-	237.612	239.574	3.810.564	4.278.566
Debêntures	-	7.375.460	7.291.599	13.881.147	14.665.494
Debêntures - partes relacionadas		-	-	10.918	21.534
Contas a pagar - partes relacionadas	-	9.564	2.487	-	-
Arrendamentos		21.104	6.417	4.119.495	4.515.892
Passivo classificado como mantido para venda		-	-	-	28.172
Outras obrigações	-	54.445	47.325	368.002	363.880
		7.725.036	7.602.641	25.235.869	27.025.738
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Ativo classificado como mantido para venda		-	-	92.885	92.885
Derivativos	2	-	8.348	64.033	103.506
		-	8.348	156.918	196.391
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	-	-	49.151	46.265
Valores a pagar por aquisições	2	-	-	1.888.057	2.423.800
		-	-	1.937.208	2.470.065

Os ativos e passivos financeiros mensurados ao custo amortizado apresentados acima possuem os seus valores similares aos valores justos devido às suas características, de liquidez, realização e reconhecimento, com exceção das debêntures, do *bond notes* e das aplicações financeiras TRS da 3R Lux. Em 31 de março de 2025, o valor justo das debêntures é de R\$ 13.247.600 avaliado em nível 2 (R\$ 13.624.599 em 31 de dezembro de 2024), do *bond notes* é de R\$ 3.001.419

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

31 de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

avaliado em nível 2 (R\$ 3.204.546 em 31 de dezembro de 2024) e do TRS é de R\$ 2.886.957 (R\$ 3.057.826 em 31 de dezembro de 2024).

b) Gerenciamento de riscos

As atividades da Companhia e suas controladas as expõem a diversos fatores de riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco cambial, risco de volatilidade no preço das ações, risco de taxa de juros), risco de crédito e risco de liquidez.

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco. As diretrizes de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta para definir limites de riscos e controles apropriados e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos.

Risco de liquidez

Representa o risco de escassez e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas. A Companhia procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

31 de dezembro de 2024					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	15.239	15.239	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	239.574	49.304	190.270	-	-
Debêntures	7.291.599	4.901.987	1.565.910	2.440.704	3.273.029
Contas a pagar - partes relacionadas	2.487	2.487	-	-	-
Outras obrigações	47.325	2.805	-	79.730	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	3.152.200	2.402.869	749.331	-	-
Empréstimos e financiamentos	4.278.566	668.577	563.949	43.216	3.100.489
Debêntures	14.665.494	7.650.289	4.662.060	5.536.854	4.381.434
Debêntures - partes relacionadas	21.534	21.534	-	-	-
Derivativos	46.265	22.627	23.638	-	-
Valores a pagar por aquisições	2.423.800	940.444	1.594.896	-	-
Outras obrigações	363.880	258.123	61.236	79.730	-

31 de março de 2025					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	26.851	26.851	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	237.612	55.721	190.270	-	-
Debêntures	7.375.460	188.264	2.288.010	3.750.581	1.241.052
Contas a pagar - partes relacionadas	9.564	9.564	-	-	-
Outras obrigações	54.445	2.805	-	82.673	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	3.045.743	2.398.290	647.453	-	-
Empréstimos e Financiamentos	3.810.564	332.745	598.200	3.109.454	-
Debêntures	13.881.147	249.445	8.480.310	3.750.581	1.241.052
Debêntures - partes relacionadas	10.918	10.918	-	-	-
Derivativos	49.151	49.151	-	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.888.057	1.054.677	833.380	-	-
Outras obrigações	368.002	255.123	60.986	82.673	-

*Os vencimentos contratuais das debêntures consideram a obtenção de waiver conforme divulgado nas notas explicativas 2 e 17.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente às disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito e às contas a receber da Companhia. O risco de crédito é administrado corporativamente. Para bancos e outras instituições financeiras, são aceitos somente títulos de entidades de reconhecida liquidez e independentemente classificadas com *rating* mínimo "A" na escala de *Standard and Poor's*.

No segmento de E&P, as vendas para entidades fora do grupo econômico estão concentradas em grandes Companhias do setor no mercado nacional, sendo majoritariamente comercializadas através de contratos firmados e sem histórico de inadimplência. Para o segmento de Mid & Downstream as vendas são realizadas para grandes distribuidores atuantes no mercado internacional com curtíssimo prazo de recebimento. Sendo assim, a Administração considera que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo.

Para minimizar os riscos de crédito, a Companhia e suas controladas mantêm instrumentos derivativos contratados com bancos e instituições financeiras que possuem rating entre A+/A1 e AAA pela *Standard & Poor's*, *Fitch* e *Moodys* que visam oferecer cobertura contra o risco de volatilidade dos preços do petróleo. Essas operações protegem as receitas da Companhia.

Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado. O risco de mercado compreende três tipos de risco: risco de taxa de juro, risco de moeda e risco de preço.

Risco de taxas de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos captados, debêntures, valores a pagar por aquisições e outras obrigações.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto demonstram a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a incorrer, nos próximos 12 meses, com despesas pela Companhia com os juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024.

Em 31 de dezembro de 2024			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	316.496	377.367	437.167
IPCA	574.771	650.793	717.360
SOFR / LIBOR	120.509	139.558	158.723
Total	1.011.776	1.167.718	1.313.250

Em 31 de março de 2025			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	305.463	363.220	413.743
IPCA	514.936	555.710	596.306
SOFR / LIBOR	157.372	180.185	203.131
Total	977.771	1.099.115	1.213.180

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

Risco de moeda (taxa de câmbio)

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

do dólar americano que reduzam valores nominais faturados ou aumentem passivos financeiros e obrigações assumidas nas transações em moeda estrangeira registradas no balanço da Companhia. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida em dólar:

	Consolidado	
	31 de março de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	995.238	292.570
Aplicações financeiras	4.548.064	5.700.248
Contas a receber de terceiros	1.204	141.495
Caixa restrito	412.254	414.189
Créditos a receber - Yinson	2.367.687	2.488.533
Derivativos	64.033	103.506
Passivos		
Fornecedores	(1.031.860)	(1.232.306)
Empréstimos e financiamentos	(3.507.217)	(3.745.819)
Debêntures	(7.375.460)	(1.303.471)
Derivativos	(49.151)	(46.265)
Passivo de arrendamento	(3.851.533)	(4.178.264)
Valores a pagar por aquisições	(1.888.057)	(2.423.800)
Total da exposição cambial líquida	(9.314.798)	(3.789.384)

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 31 de dezembro de 2024 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de março de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	995.238	1.022.588	920.329	818.070
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	4.548.064	4.673.048	4.205.743	3.738.438
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	412.254	423.583	381.225	338.866
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	1.204	1.237	1.113	990
Créditos a receber - Yinson	Desvalorização do dólar	2.367.687	2.432.753	2.189.478	1.946.202
Derivativos	Desvalorização do dólar	64.033	65.793	59.214	52.634

Passivo	Risco	31 de março de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(1.031.860)	(1.060.216)	(1.166.238)	(1.272.259)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.507.217)	(3.603.598)	(3.963.958)	(4.324.318)
Debêntures	Valorização do dólar	(7.375.460)	(7.578.143)	(8.335.957)	(9.093.773)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.888.057)	(1.939.942)	(2.133.936)	(2.327.931)
Derivativos	Valorização do dólar	(49.151)	(50.502)	(55.552)	(60.603)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(3.851.533)	(3.957.376)	(4.353.114)	(4.748.851)
Total da exposição líquida		(9.314.798)	(9.570.775)	(12.521.653)	(14.932.535)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a taxa média de câmbio projetada e divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN em 04 de abril de 2025 referente às expectativas de mercado para o período findo em 31 de março de 2025 (US\$ 1/R\$ 5,90). No cenário possível esta projeção foi majorada em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável para o risco de valorização do dólar e, reduzida, na mesma proporção, em ambos os cenários, para o risco de desvalorização do dólar. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Em 31 de dezembro de 2024 os cenários estão demonstrados abaixo, considerando a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN (US\$ 1,00/R\$ 6,05). No cenário possível esta projeção foi majorada e reduzida em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada e reduzida em 20%, conforme o risco.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	Consolidado				
	Risco	31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	292.570	285.847	257.262	228.678
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	5.700.248	5.569.255	5.012.330	4.455.404
Caixa Restrito	Desvalorização do dólar	414.189	404.671	364.204	323.737
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	141.495	138.243	124.419	110.594
Créditos a receber - Yinson	Desvalorização do dólar	2.488.533	2.431.346	2.188.211	1.945.077
Derivativos	Desvalorização do dólar	103.506	101.127	91.014	80.902

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(1.232.306)	(1.203.987)	(1.324.386)	(1.444.784)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.745.819)	(3.659.739)	(4.025.713)	(4.391.687)
Debêntures	Valorização do dólar	(1.303.471)	(1.273.518)	(1.400.870)	(1.528.222)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(2.423.800)	(2.368.101)	(2.604.911)	(2.841.722)
Derivativos	Valorização do dólar	(46.265)	(45.202)	(49.722)	(54.242)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(4.178.264)	(4.082.247)	(4.490.472)	(4.898.696)
Total da exposição líquida		(3.789.384)	(3.702.305)	(5.858.634)	(8.014.961)

Risco de preço

Os riscos de preços para a Companhia são provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos têm como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto e longo prazo.

A tabela de sensibilidade abaixo analisa a variação no preço do brent e o efeito no resultado do período da marcação a mercado e da liquidação dos contratos de NDF e collars em três cenários: (i) cenário provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto (US\$ 72,28 para 2025 e US\$ 69,26 para 2026); (ii) cenário possível, considerando desvalorização de 10% sobre os preços do cenário provável; e (iii) cenário remoto, considerando desvalorização de 20% sobre os preços do cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Ativo	Risco	31 de março de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do brent	12.734	2.836	3.119	3.403
Total da exposição líquida		12.734	2.836	3.119	3.403

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do brent	(26.959)	(664)	(730)	(797)
Total da exposição líquida		(26.959)	(664)	(730)	(797)

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a receita total da 3R RNCE, 3R Bahia e 3R Potiguar tem 98% de exposição a flutuação do preço do *brent*.

36 . Compromissos assumidos

Abaixo apresentam-se compromissos assumidos pela Companhia em 31 de março de 2025:

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Notas Explicativas

Trimestre III de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Parcela *Gross Overriding Royalties*: Pagamento contingente de 3% sobre a receita bruta auferida pela Companhia decorrente do desenvolvimento de blocos exploratórios específicos da Companhia, caso este ocorra durante período de no máximo 10 anos.

b) Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão. O valor de venda da transação foi de US\$ 1,5 milhões, a ser pago em duas parcelas, sendo US\$ 300 mil pagos na assinatura do contrato e US\$ 1,2 milhões no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados calculados a partir do *effective date* (1º de janeiro de 2020).

37 . Seguros

A Companhia mantém um programa de gerenciamento de riscos, com o objetivo de identificar, avaliar e mitigar os riscos inerentes às suas atividades operacionais e corporativas. Como parte dessa estratégia, busca proteger-se por meio da contratação de seguros compatíveis com o porte, perfil de risco e complexidade de suas operações.

O portfólio de seguros inclui coberturas essenciais ao setor de óleo e gás, tais como Responsabilidade Civil Geral, Operacional e de FPSO (P&I - Protection and Indemnity), Danos Físicos (Property Damage), Despesas Extraordinárias do Operador (OEE - Operator's Extra Expense), Operações Portuárias, Seguro de Responsabilidade Civil de Administradores e Conselheiros (D&O) e Seguro Garantia para Obrigações Regulatórias e de Descomissionamento.

As coberturas foram contratadas por montantes considerados suficientes pela Administração para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros.

Em 31 de março de 2025 a Companhia apresentava as seguintes principais apólices de seguro contratadas com terceiros apresentados em reais ou dólar, quando aplicável:

Riscos cobertos	Montante de cobertura (R\$)	Montante de cobertura (US\$)
Seguro de responsabilidade civil por danos materiais e ambientais causados pelo FPSO (P&I)	-	1.300.000.000
Seguro de responsabilidade civil geral - ATI	-	10.000.000
Seguro de responsabilidade civil administradores e diretores	140.000.000	-
Seguro de operador portuário – ATI	-	11.601.115
Seguro de riscos nomeados e operacionais - ATI	-	440.000.000
Seguro garantia descomissionamento	4.005.922.123	-
Seguro garantia programa exploratório mínimo	233.404.341	-
Seguro compreensivo empresarial - escritório corporativo	45.049.400	-
Seguro de construção - instalação FPSO Atlanta e desinstalação FPSO Petrojarl	-	701.160.119
Seguro garantia de pagamento em caso de inadimplência de obrigações da Enauta Energia no campo de Manati	356.293.384	-
Seguro de riscos de petróleo – operacional	-	895.000.000
	4.780.669.248	3.357.761.234

38 . Eventos subsequentes

Atualização sobre o campo de Atlanta

Em 13 de abril de 2025, foi iniciada a produção dos poços 4H e 5H que se encontram em processo de testes e estabilização. Ambos já produziram por meio do sistema antecipado de produção (FPSO Petrojarl I). Com a conexão desses poços o FPSO Atlanta passa a produzir através de quatro poços (4H, 5H, 6H e 7H) enquanto a Companhia prossegue com a campanha de conexão dos últimos dois poços que já produziram para o FPSO Petrojarl I (2H e 3H), com conclusão prevista para junho de 2025.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações
Notas Explicativas**
Trimestral - TIR 3º de março de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Reorganização societária - Incorporação RNCE

A Companhia implementou uma reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração. Essa reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Como resultado da reorganização societária, em 01 de maio de 2025, a subsidiária 3R RNCE foi incorporada pela 3R Potiguar.

Encerramento do processo para possível venda de ativos *onshore* e de águas rasas

Em 08 de maio de 2025, a Companhia optou por encerrar as negociações relativas ao processo de desinvestimento de ativos *onshore* e de águas rasas, o qual estava restrito aos campos localizados no Estado da Bahia.

Notas Explicativas

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Mauro Braz Rocha
Controller
CRC-RJ 080.124/O-9

Wagner Pinto Medeiros
Gerente de Contabilidade
CRC/RJ 086560/O-4

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Com Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Brava Energia S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Brava Energia S.A. (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como “normas contábeis IFRS”), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, consequentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Base para conclusão com ressalva

Conforme mencionado na nota explicativa nº 2.1 às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, em 31 de dezembro de 2024 o índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado, previsto nos instrumentos de emissão detalhados, não foi atendido. Conforme parágrafos 73 e 74 do CPC 26 (IAS1) determinam que tais dívidas, nestas circunstâncias, sejam reclassificadas do passivo não circulante para o passivo circulante. A Companhia optou por não proceder tal reclassificação e, desta forma, em 31 de dezembro de 2024, o passivo circulante estava subavaliado e o passivo não circulante estava superavaliado em R\$ 4.538.482 mil na controladora e R\$ 7.559.364 mil no consolidado. A opinião de auditoria, do auditor antecessor, sobre as demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 conteve modificação em relação a este assunto. Nossa opinião sobre as informações trimestrais do período findo em 31 de março de 2025 inclui modificação em decorrência do possível efeito desse assunto sobre a comparabilidade dos valores do período corrente e valores correspondentes.

Conclusão com ressalva

Com base em nossa revisão, com exceção do assunto descrito no parágrafo anterior, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foram auditadas por outro auditor independente que emitiu relatório em 20 de março de 2025, com parágrafo de ressalva referente a não

reclassificação do passivo de longo prazo para o curto prazo dos contratos de Debêntures, devido ao descumprimento de índice financeiro ("covenants"), em atendimento ao parágrafo 73 e 74 do CPC 26 (IAS 1). As informações financeiras intermediárias da Companhia, individuais e consolidadas, para o período de três meses findo em 31 de março de 2024, apresentadas para fins de comparação, foram revisadas por outro auditor independente que emitiu relatório de revisão em 08 de maio de 2024, sem modificação, sobre essas informações financeiras intermediárias.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2025.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SP-015199/F

Ricardo Gomes Leite
CRC RJ-107146/O

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Brava Energia S.A. ("Brava Energia"), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Conselho Fiscal, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu ao exame e análise das informações trimestrais - ITR da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes relativos ao período findo em 31 de março de 2025.

Tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas no relatório dos auditores independentes, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., contendo ressalva técnica por motivação específica, o Conselho Fiscal confirma a acuracidade dos componentes das informações trimestrais - ITR e concorda com o posicionamento da Administração da Companhia, referente ao trimestre findo em 31 de março de 2025. Diante disso, os membros do Conselho Fiscal recomendaram a aprovação dessas informações trimestrais - ITR pelo Conselho de Administração da Companhia.

Rio de Janeiro, 08 de maio de 2025.

ROGÉRIO GONÇALVES MATTOS
Membro efetivo do Conselho Fiscal

ROGÉRIO TOSTES LIMA
Membro efetivo do Conselho Fiscal

ANDRÉ CARVALHO FOSTER VIDAL
Membro efetivo do Conselho Fiscal

Pareceres e Declarações / Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não)**PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA**

O Comitê de Auditoria Estatutário da Brava Energia S.A. ("Brava Energia"), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise das informações trimestrais - ITR da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes relativos ao período findo em 31 de março de 2025.

Tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas na minuta do relatório dos auditores independentes, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., contendo ressalva técnica por motivação específica, sem impactar a acurácia dos componentes das informações trimestrais - ITR, bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê durante o trimestre findo em 31 de março de 2025, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas informações trimestrais - ITR pelo Conselho de Administração da Companhia.

Rio de Janeiro, 09 de maio de 2025.

HARLEY LORENTZ SCADOELLI

Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Conselho de Administração

ANDRÉ MARCELO DA SILVA PRADO

Membro do Comitê de Auditoria

RICARDO FRAGA LIMA

Membro do Comitê de Auditoria

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

DECLARAÇÃO DE REVISÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DO PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES PELOS DIRETORES

Em atendimento aos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Brava Energia S.A. ("Companhia") (doravante "Diretoria Executiva"), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010, com sede na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro/RJ, declaram que:

1. Reviram, discutiram e concordam com as informações trimestrais – ITR da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS), relativas ao período findo em 31 de março de 2025.

2. Declaram ainda que reviram e discutiram as opiniões expressas no relatório sobre a revisão de informações trimestrais – ITR da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda. relativamente às informações trimestrais - ITR da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS) relativas ao período findo em 31 de março de 2025. A Diretoria Executiva declara sua discordância quanto ao posicionamento dos auditores independentes expresso na forma de ressalva contida em sua base para conclusão com ressalva sobre as informações trimestrais – ITR, onde relatam a necessidade de reclassificação de dívidas no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 7.559 milhões, do passivo não circulante para o passivo circulante, não efetuada pela Companhia e que estaria afetando, de acordo com o texto contido na ressalva, a comparabilidade do balanço patrimonial em 31 de março de 2025.

Tal assunto está divulgado pela Companhia nas Notas Explicativas nº 2.1 e 17 das referidas demonstrações contábeis intermediárias, cabendo aqui esclarecimento em relação aos fatos, e fundamentação de nossa posição.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de waivers em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 42) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia (vide nota explicativa 2.1).

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas ("AGD") que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período Índice Financeiro

De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025 3,5 vezes

De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025 4,0 vezes

De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025 3,75 vezes

De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025 3,5 vezes

Apesar de terem sido concedidos os waivers por parte dos credores envolvidos, a KPMG Auditores Independentes (auditor antecessor) manifestou seu entendimento de que o passivo não circulante correspondente ao montante das referidas debêntures deveria ser reclassificado como passivo circulante no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, sob a alegação de haver previsão expressa no CPC 26, em seu artigo 74, de que este seria o tratamento a ser adotado nestas circunstâncias.

Em relação à reclassificação proposta, cabe-nos ressaltar que a posição da Administração da Companhia é que a apresentação da dívida como devida a curto prazo não corresponderia à realidade do cronograma dos pagamentos da dívida e consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial. Considerando que obtivemos todos os waivers antes da emissão e aprovação do balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024 (e, por decorrência, antes da data da emissão do relatório dos auditores), a Administração entende que a citada reclassificação resultaria numa informação enganosa nas nossas Demonstrações Financeiras, notadamente no Balanço Patrimonial, induzindo o leitor a uma interpretação incorreta da posição patrimonial e financeira da Companhia de 31 de dezembro de 2024, principalmente no que se refere à sua solvência e capacidade de geração de caixa e, desta forma, não efetuou a referida reclassificação.

O próprio Pronunciamento CPC 26, nos seus itens 19 e 20 (extrato abaixo), indica como a Administração deverá tratar a aplicação de determinada regra contábil quando, em seu julgamento, tal aplicação conduz a uma apresentação enganosa – caso em que entra, consequentemente, em conflito com o Pronunciamento CPC 00:

"19. Em circunstâncias extremamente raras, nas quais a administração vier a concluir que a conformidade com um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduziria a uma apresentação tão enganosa que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis estabelecido no CPC 00, a entidade não deve aplicar esse requisito e deve seguir o disposto no item 20, a não ser que esse procedimento seja terminantemente vedado do ponto de vista legal e regulatório.

20. Quando a entidade não aplicar um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC ou de acordo com o item 19, deve divulgar:

(a) que a administração concluiu que as demonstrações contábeis apresentam de forma apropriada a posição financeira e patrimonial, o desempenho e os fluxos de caixa da entidade;

(b) que aplicou os pronunciamentos técnicos, interpretações e orientações do CPC aplicáveis, exceto pela não aplicação de requisito específico com o propósito de obter representação apropriada;

(c) o título do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC que a entidade não aplicou, a natureza dessa exceção, incluindo o tratamento que o Pronunciamento Técnico, Interpretação ou Orientação do CPC exigiria; a razão pela qual esse tratamento seria tão enganoso que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis, estabelecido no CPC 00; e o tratamento efetivamente adotado; e

(d) para cada período apresentado, o impacto financeiro da não aplicação do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC vigente em cada item nas demonstrações contábeis que teria sido informado, caso tivesse sido cumprido o requisito não aplicado.”

Este entendimento da Administração guarda plena aderência com a opinião do Senhor Guillermo Braunbeck, professor doutor do Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, parecerista independente com notório saber sobre o assunto, contida em seu Parecer Técnico emitido em 18 de março de 2025.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2025.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pedro Medeiros
Diretor de Novos Negócios, M&A, Mid&Downstream e Comercial

Carlos Travassos
Diretor de Operações Offshore

Jorge Boeri
Diretor de Operações Onshore

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

DECLARAÇÃO DE REVISÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DO PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES PELOS DIRETORES

Em atendimento aos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Brava Energia S.A. ("Companhia") (doravante "Diretoria Executiva"), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010, com sede na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro/RJ, declaram que:

1. Reviram, discutiram e concordam com as informações trimestrais – ITR da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS), relativas ao período findo em 31 de março de 2025.

2. Declaram ainda que reviram e discutiram as opiniões expressas no relatório sobre a revisão de informações trimestrais – ITR da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda. relativamente às informações trimestrais - ITR da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS) relativas ao período findo em 31 de março de 2025. A Diretoria Executiva declara sua discordância quanto ao posicionamento dos auditores independentes expresso na forma de ressalva contida em sua base para conclusão com ressalva sobre as informações trimestrais – ITR, onde relatam a necessidade de reclassificação de dívidas no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 7.559 milhões, do passivo não circulante para o passivo circulante, não efetuada pela Companhia e que estaria afetando, de acordo com o texto contido na ressalva, a comparabilidade do balanço patrimonial em 31 de março de 2025.

Tal assunto está divulgado pela Companhia nas Notas Explicativas nº 2.1 e 17 das referidas demonstrações contábeis intermediárias, cabendo aqui esclarecimento em relação aos fatos, e fundamentação de nossa posição.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de waivers em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 42) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia (vide nota explicativa 2.1).

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas ("AGD") que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período Índice Financeiro

De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025 3,5 vezes

De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025 4,0 vezes

De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025 3,75 vezes

De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025 3,5 vezes

Apesar de terem sido concedidos os waivers por parte dos credores envolvidos, a KPMG Auditores Independentes (auditor antecessor) manifestou seu entendimento de que o passivo não circulante correspondente ao montante das referidas debêntures deveria ser reclassificado como passivo circulante no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, sob a alegação de haver previsão expressa no CPC 26, em seu artigo 74, de que este seria o tratamento a ser adotado nestas circunstâncias.

Em relação à reclassificação proposta, cabe-nos ressaltar que a posição da Administração da Companhia é que a apresentação da dívida como devida a curto prazo não corresponderia à realidade do cronograma dos pagamentos da dívida e consistiria grave distorção do Balanço Patrimonial. Considerando que obtivemos todos os waivers antes da emissão e aprovação do balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024 (e, por decorrência, antes da data da emissão do relatório dos auditores), a Administração entende que a citada reclassificação resultaria numa informação enganosa nas nossas Demonstrações Financeiras, notadamente no Balanço Patrimonial, induzindo o leitor a uma interpretação incorreta da posição patrimonial e financeira da Companhia de 31 de dezembro de 2024, principalmente no que se refere à sua solvência e capacidade de geração de caixa e, desta forma, não efetuou a referida reclassificação.

O próprio Pronunciamento CPC 26, nos seus itens 19 e 20 (extrato abaixo), indica como a Administração deverá tratar a aplicação de determinada regra contábil quando, em seu julgamento, tal aplicação conduz a uma apresentação enganosa – caso em que entra, consequentemente, em conflito com o Pronunciamento CPC 00:

"19. Em circunstâncias extremamente raras, nas quais a administração vier a concluir que a conformidade com um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduziria a uma apresentação tão enganosa que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis estabelecido no CPC 00, a entidade não deve aplicar esse requisito e deve seguir o disposto no item 20, a não ser que esse procedimento seja terminantemente vedado do ponto de vista legal e regulatório.

20. Quando a entidade não aplicar um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC ou de acordo com o item 19, deve divulgar:

(a) que a administração concluiu que as demonstrações contábeis apresentam de forma apropriada a posição financeira e patrimonial, o desempenho e os fluxos de caixa da entidade;

(b) que aplicou os pronunciamentos técnicos, interpretações e orientações do CPC aplicáveis, exceto pela não aplicação de requisito específico com o propósito de obter representação apropriada;

(c) o título do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC que a entidade não aplicou, a natureza dessa exceção, incluindo o tratamento que o Pronunciamento Técnico, Interpretação ou Orientação do CPC exigiria; a razão pela qual esse tratamento seria tão enganoso que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis, estabelecido no CPC 00; e o tratamento efetivamente adotado; e

(d) para cada período apresentado, o impacto financeiro da não aplicação do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC vigente em cada item nas demonstrações contábeis que teria sido informado, caso tivesse sido cumprido o requisito não aplicado.”

Este entendimento da Administração guarda plena aderência com a opinião do Senhor Guillermo Braunbeck, professor doutor do Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, parecerista independente com notório saber sobre o assunto, contida em seu Parecer Técnico emitido em 18 de março de 2025.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2025.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pedro Medeiros
Diretor de Novos Negócios, M&A, Mid&Downstream e Comercial

Carlos Travassos
Diretor de Operações Offshore

Jorge Boeri
Diretor de Operações Onshore