

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 30/06/2025	8
DMPL - 01/01/2024 à 30/06/2024	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 30/06/2025	18
DMPL - 01/01/2024 à 30/06/2024	19
Demonstração de Valor Adicionado	20

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

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

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Com Ressalva	121
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	123
Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não)	124
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	125
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	127

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/06/2025
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	464.187.462
Preferenciais	0
Total	464.187.462
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 30/06/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	19.931.658	18.362.083
1.01	Ativo Circulante	535.310	1.046.603
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	231.051	567.337
1.01.03	Contas a Receber	282.661	345.000
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	282.661	345.000
1.01.03.02.01	Contas a receber com partes relacionadas	282.661	345.000
1.01.06	Tributos a Recuperar	1.678	7.404
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	1.678	7.404
1.01.07	Despesas Antecipadas	3.053	2.311
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	16.867	124.551
1.01.08.03	Outros	16.867	124.551
1.01.08.03.01	Adiantamentos	497	287
1.01.08.03.03	Outros Ativos	0	5
1.01.08.03.04	Dividendos a receber	15.882	115.882
1.01.08.03.05	Caixa restrito	488	29
1.01.08.03.06	Derivativos	0	8.348
1.02	Ativo Não Circulante	19.396.348	17.315.480
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	5.372.306	5.340.662
1.02.01.04	Contas a Receber	5.366.749	5.335.062
1.02.01.04.02	Debêntures - partes relacionadas	5.366.749	5.335.062
1.02.01.08	Despesas Antecipadas	86	132
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	5.471	5.468
1.02.01.10.03	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	0	6
1.02.01.10.04	Depósitos judiciais	5.471	5.462
1.02.02	Investimentos	13.932.200	11.909.897
1.02.02.01	Participações Societárias	13.932.200	11.909.897
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	13.932.200	11.909.897
1.02.03	Imobilizado	48.704	28.814
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	48.704	28.814
1.02.03.01.01	Imobilizado	31.398	23.596
1.02.03.01.02	Direito de uso	17.306	5.218
1.02.04	Intangível	43.138	36.107
1.02.04.01	Intangíveis	43.138	36.107
1.02.04.01.02	Intangível	43.138	36.107

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	19.931.658	18.362.083
2.01	Passivo Circulante	344.879	262.852
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	37.005	53.300
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	37.005	53.300
2.01.02	Fornecedores	13.845	15.239
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	11.936	14.709
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	1.909	530
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	270.581	173.709
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	141.490	49.304
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	141.490	49.304
2.01.04.02	Debêntures	129.091	124.405
2.01.05	Outras Obrigações	23.448	20.604
2.01.05.02	Outros	23.448	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	7.142	0
2.01.05.02.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	4.890	11.621
2.01.05.02.06	Arrendamentos mercantis	3.642	3.677
2.01.05.02.07	Outras obrigações	2.807	2.805
2.01.05.02.08	Contas a pagas - Partes relacionadas	4.953	2.487
2.02	Passivo Não Circulante	7.336.260	7.408.161
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	7.237.743	7.357.464
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	75.000	190.270
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	75.000	190.270
2.02.01.02	Debêntures	7.162.743	7.167.194
2.02.02	Outras Obrigações	94.853	47.260
2.02.02.02	Outros	94.853	47.260
2.02.02.02.03	Derivativos	25.617	0
2.02.02.02.04	Arrendamentos mercantis	17.252	2.740
2.02.02.02.05	Outras obrigações	51.984	44.520
2.02.04	Provisões	3.664	3.437
2.02.04.02	Outras Provisões	3.664	3.437
2.02.04.02.04	Provisão para contingências	3.664	3.437
2.03	Patrimônio Líquido	12.250.519	10.691.070
2.03.01	Capital Social Realizado	11.971.693	11.971.561
2.03.02	Reservas de Capital	-986.895	-667.983
2.03.02.07	Ajuste acumulado de conversão	17.501	357.708
2.03.02.08	Reserva de capital	-1.004.396	-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	1.265.721	-631.995

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2025 à 30/06/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/06/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2024 à 30/06/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	1.109.014	1.941.745	-199.576	-385.342
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-7.891	-21.676	23.334	-47.565
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	-760	-3.704	27.649	27.501
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	1.117.665	1.967.125	-250.559	-365.278
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	1.109.014	1.941.745	-199.576	-385.342
3.06	Resultado Financeiro	-59.959	-63.516	-165.069	-214.926
3.06.01	Receitas Financeiras	382.204	722.341	47.297	96.589
3.06.02	Despesas Financeiras	-442.163	-785.857	-212.366	-311.515
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	1.049.055	1.878.229	-364.645	-600.268
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	1.049.055	1.878.229	-364.645	-600.268
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	1.049.055	1.878.229	-364.645	-600.268
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	2,26	4,05	-1,52	-2,5
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	2,25	4,03	-1,49	-2,45

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2025 à 30/06/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/06/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2024 à 30/06/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
4.01	Lucro Líquido do Período	1.049.055	1.878.229	-364.645	-600.268
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-138.297	-340.207	25.776	36.769
4.02.01	Ajuste acumulado de conversão	-138.297	-340.207	25.776	36.769
4.03	Resultado Abrangente do Período	910.758	1.538.022	-338.869	-563.499

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 30/06/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-28.239	-195.194
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-105.671	-31.296
6.01.01.01	Lucro (prejuízo) líquido do período	1.878.229	-600.268
6.01.01.02	Equivalência patrimonial	-1.967.125	365.278
6.01.01.03	Resultado de aplicações financeiras	0	-21.470
6.01.01.04	Juros da dívida	513.695	225.145
6.01.01.05	Atualização monetária e swap taxa de juros – Debêntures	32.671	29.181
6.01.01.06	Variação cambial não realizada	-13.895	4.529
6.01.01.07	Provisões para contingências constituídas / (revertidas)	227	0
6.01.01.08	Depreciação do imobilizado e direito de uso	5.076	2.640
6.01.01.09	Amortização do intangível	4.908	2.559
6.01.01.10	Apropriação do resultado financeiro	10.617	0
6.01.01.13	Receita de juros com debêntures - Partes relacionadas	-465.773	-73.696
6.01.01.15	Ajuste a valor presente	3.509	32.615
6.01.01.16	Derivativos não realizados	-165.603	0
6.01.01.17	Transações com pagamentos baseados em ações	8.462	8.488
6.01.01.18	Despesas antecipadas apropriadas no período	-11	6.906
6.01.01.19	Custos apropriados – debêntures e empréstimos	45.638	14.012
6.01.01.20	Atualização earn-out antigo controlador	3.704	-27.215
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	77.432	-163.898
6.01.02.01	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos	1.595	-5.790
6.01.02.02	Outros ativos	-4	1.311
6.01.02.03	Fornecedores	-1.394	2.970
6.01.02.05	Despesas antecipadas	-11.302	-8.275
6.01.02.06	Obrigações trabalhistas	-16.295	0
6.01.02.07	Outros passivos	3	792
6.01.02.08	Outros impostos a recolher	-2.594	-1.339
6.01.02.09	Adiantamentos	-210	-579
6.01.02.10	Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	84.767	-159.423
6.01.02.11	Derivativos de óleo	22.866	0
6.01.02.12	Pagamento baseado em ações	0	6.435
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	117.264	-520.199
6.02.01	Aplicações financeiras	0	21.470
6.02.02	Aumento de capital social em controlada	-375.160	-290.000
6.02.04	Aquisição de imobilizado	-10.565	-5.137
6.02.05	Aquisição de intangível	-10.676	-7.200
6.02.06	Caixa restrito	-459	-7.245
6.02.07	Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	120.027	107.358
6.02.08	Valores a pagar por aquisições	0	-36.609
6.02.09	Dividendos recebidos	100.000	245.000
6.02.10	Debêntures emitidas - partes relacionadas	0	-585.000
6.02.11	Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas	294.097	37.164
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-425.283	62.921
6.03.01	Custo de transação - empréstimos e debêntures	0	-13.924

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

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício 01/01/2025 à 30/06/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
6.03.02	Amortização principal - empréstimos e debêntures	-16.667	-946.667
6.03.03	Pagamento de passivo de arrendamento	-3.644	-2.160
6.03.04	Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	-405.104	-80.967
6.03.05	Aumento de capital social	132	6.639
6.03.06	Empréstimos captados	0	200.000
6.03.07	Emissão de debêntures	0	900.000
6.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	-28	14
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-336.286	-652.458
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	567.337	876.332
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	231.051	223.874

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 30/06/2025

(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	132	188.694	-19.487	19.487	0	188.826
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	132	1.320	0	0	0	1.452
5.04.09	Alienação de ações em tesouraria	0	167.149	0	0	0	167.149
5.04.10	Ganho na alienação de ações em tesouraria	0	20.225	0	0	0	20.225
5.04.11	Absorção de reserva legal prejuízo acumulado	0	0	-19.487	19.487	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.878.229	-340.207	1.538.022
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.878.229	0	1.878.229
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-340.207	-340.207
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-340.207	-340.207
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	11.971.693	-1.004.396	0	1.265.721	17.501	12.250.519

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 30/06/2024

(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	58.138	297.183	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	58.138	297.183	0	81.333	5.492.437
5.04	Transações de Capital com os Sócios	6.639	8.488	0	0	0	15.127
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	6.639	8.488	0	0	0	15.127
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-600.268	36.769	-563.499
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-600.268	0	-600.268
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	36.769	36.769
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	36.769	36.769
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	5.062.422	66.626	297.183	-600.268	118.102	4.944.065

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício 01/01/2025 à 30/06/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-14.646	10.198
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-14.646	10.198
7.03	Valor Adicionado Bruto	-14.646	10.198
7.04	Retenções	-9.984	-5.199
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-9.984	-5.199
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-24.630	4.999
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	2.689.466	-268.689
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	1.967.125	-365.278
7.06.02	Receitas Financeiras	722.341	96.589
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.664.836	-263.690
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.664.836	-263.690
7.08.01	Pessoal	-5.222	16.206
7.08.01.01	Remuneração Direta	-17.418	2.965
7.08.01.02	Benefícios	8.378	8.826
7.08.01.03	F.G.T.S.	3.818	4.415
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	13.562	20.172
7.08.02.01	Federais	13.562	20.172
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	778.267	300.200
7.08.03.01	Juros	641.038	125.096
7.08.03.02	Aluguéis	-11.531	-11.328
7.08.03.03	Outras	148.760	186.432
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.878.229	-600.268
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.878.229	-600.268

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	43.454.299	44.463.747
1.01	Ativo Circulante	7.535.744	9.205.489
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.307.079	3.171.958
1.01.02	Aplicações Financeiras	3.284.607	2.478.729
1.01.02.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	3.284.607	2.478.729
1.01.03	Contas a Receber	501.419	337.409
1.01.03.01	Clientes	501.419	337.409
1.01.04	Estoques	950.373	940.407
1.01.06	Tributos a Recuperar	660.398	800.921
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	660.398	800.921
1.01.07	Despesas Antecipadas	138.854	153.954
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	693.014	1.322.111
1.01.08.01	Ativos Não-Correntes a Venda	0	526.948
1.01.08.03	Outros	693.014	795.163
1.01.08.03.01	Adiantamentos	136.409	193.422
1.01.08.03.02	Derivativos	139.900	67.899
1.01.08.03.03	Ativo mantido para venda	173.676	169.223
1.01.08.03.04	Outros Ativos	81.257	113.860
1.01.08.03.05	Caixa restrito	34.344	30.622
1.01.08.03.06	Créditos a receber - Yinson	127.428	220.137
1.02	Ativo Não Circulante	35.918.555	35.258.258
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	6.765.135	7.234.960
1.02.01.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	2.728.550	3.221.519
1.02.01.08	Despesas Antecipadas	4.207	10.714
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	4.032.378	4.002.727
1.02.01.10.03	Caixa restrito	576.898	414.189
1.02.01.10.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	136.226	125.886
1.02.01.10.05	Depósitos judiciais	8.325	8.300
1.02.01.10.06	Outros ativos	15.075	19.297
1.02.01.10.07	Imposto de renda e contribuição social diferidos	553.950	1.054.977
1.02.01.10.08	Derivativos	1.610	35.607
1.02.01.10.09	Estoque	124.744	76.075
1.02.01.10.10	Créditos a receber - Yinson	2.156.832	2.268.396
1.02.01.10.11	Créditos com parceiros	458.718	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	16.571.436	14.837.652
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	16.571.436	14.837.652
1.02.04	Intangível	12.580.384	13.184.046
1.02.04.01	Intangíveis	12.580.384	13.184.046
1.02.04.01.02	Intangível	8.394.929	8.695.830
1.02.04.01.03	Direito de Uso	4.185.455	4.488.216

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	43.454.299	44.463.747
2.01	Passivo Circulante	5.502.126	5.438.248
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	127.018	188.125
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	127.018	188.125
2.01.02	Fornecedores	1.826.014	2.402.869
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	1.517.778	1.919.894
2.01.02.01.02	Fornecedores nacionais	1.517.778	1.919.894
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	308.236	482.975
2.01.03	Obrigações Fiscais	157.666	120.444
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	157.666	120.444
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	157.666	120.444
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	940.319	941.440
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	577.395	668.577
2.01.04.02	Debêntures	362.924	272.863
2.01.05	Outras Obrigações	2.379.731	1.750.209
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	5.476	21.534
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	5.476	21.534
2.01.05.02	Outros	2.374.255	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	12.590	0
2.01.05.02.04	Outros impostos a recolher	84.122	113.739
2.01.05.02.06	Arrendamentos mercantis	221.818	365.556
2.01.05.02.07	Passivo mantido para venda	32.625	28.172
2.01.05.02.08	Outras obrigações	257.284	258.123
2.01.05.02.09	Derivativos	22.626	22.627
2.01.05.02.10	Valores a pagar por aquisições	1.002.586	940.444
2.01.05.02.11	Adiantamento de clientes	740.590	0
2.01.06	Provisões	71.378	35.161
2.01.06.02	Outras Provisões	71.378	35.161
2.01.06.02.04	Provisões para pagamento de royalties	71.378	35.161
2.02	Passivo Não Circulante	25.701.654	28.501.828
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	15.940.131	18.002.620
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	3.123.459	3.609.989
2.02.01.02	Debêntures	12.816.672	14.392.631
2.02.02	Outras Obrigações	5.188.629	6.518.526
2.02.02.02	Outros	5.188.629	6.518.526
2.02.02.02.03	Arrendamentos mercantis	3.659.875	4.150.336
2.02.02.02.04	Outras obrigações	119.079	111.865
2.02.02.02.05	Valores a pagar por aquisições	813.808	1.483.356
2.02.02.02.06	Derivativos	25.617	23.638
2.02.02.02.07	Fornecedores	570.250	749.331
2.02.03	Tributos Diferidos	887.636	652.212
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	887.636	652.212
2.02.04	Provisões	3.685.258	3.328.470
2.02.04.02	Outras Provisões	3.685.258	3.328.470

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2.02.04.02.04	Provisão para abandono de poços	3.668.610	3.324.911
2.02.04.02.05	Provisão para contingências	16.648	3.559
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	12.250.519	10.523.671
2.03.01	Capital Social Realizado	11.971.693	11.971.561
2.03.02	Reservas de Capital	-986.895	-835.382
2.03.02.07	Ajuste acumulado de conversão	17.501	357.708
2.03.02.08	Reserva de capital	-1.004.396	-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	1.265.721	-631.995

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2025 à 30/06/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/06/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2024 à 30/06/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	3.142.371	6.016.690	2.575.361	4.582.962
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-2.076.033	-4.019.893	-1.843.385	-3.199.864
3.03	Resultado Bruto	1.066.338	1.996.797	731.976	1.383.098
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-162.515	-427.012	-152.084	-296.740
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-139.835	-303.726	-133.834	-270.308
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	-15.308	-38.543	0	0
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-7.372	-84.743	-18.250	-26.432
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	903.823	1.569.785	579.892	1.086.358
3.06	Resultado Financeiro	626.735	1.215.570	-1.125.347	-1.890.748
3.06.01	Receitas Financeiras	1.496.273	3.068.078	208.463	325.851
3.06.02	Despesas Financeiras	-869.538	-1.852.508	-1.333.810	-2.216.599
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	1.530.558	2.785.355	-545.455	-804.390
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-481.503	-907.126	182.400	211.449
3.08.01	Corrente	-114.248	-171.254	-60.373	-133.910
3.08.02	Diferido	-367.255	-735.872	242.773	345.359
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	1.049.055	1.878.229	-363.055	-592.941
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	1.049.055	1.878.229	-363.055	-592.941
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	1.049.055	1.878.229	-365.645	-600.268
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	0	0	1.590	7.327
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	2,26	4,05	-1,52	-2,5
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	2,25	4,03	-1,49	-2,45

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2025 à 30/06/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/06/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2024 à 30/06/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	1.049.055	1.878.229	-363.055	-592.941
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-138.297	-340.207	25.776	36.769
4.02.01	Ajuste de avaliação patrimonial	-138.297	-340.207	25.776	36.769
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	910.758	1.538.022	-337.279	-556.172
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	910.758	1.538.022	-286.687	-472.746
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	0	0	-50.592	-83.426

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2025 à 30/06/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	2.157.980	1.071.838
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	2.672.608	1.636.816
6.01.01.01	Lucro (prejuízo do período)	1.878.229	-592.941
6.01.01.02	Despesas antecipadas apropriadas no período	64.013	112.875
6.01.01.03	Juros de dívida	977.894	686.464
6.01.01.04	Apropriação de seguro resultado financeiro	10.617	0
6.01.01.05	Derivativos não realizados	-963.846	113.544
6.01.01.06	Variação cambial não realizada	-815.895	275.531
6.01.01.07	Provisões para contingências constituídas / (revertidas)	13.089	0
6.01.01.08	Remensuração da provisão de abandono	1.442	-13.008
6.01.01.09	Ajuste a valor presente	43.052	-4.712
6.01.01.10	Baixa de Imobilizado, intangível, direito de uso e arrendamentos	-4.430	0
6.01.01.11	Custos apropriados – debêntures e empréstimos	46.658	151.171
6.01.01.12	Atualização da provisão para abandono	122.522	62.022
6.01.01.13	Imposto de renda e contribuição social corrente	171.254	133.910
6.01.01.14	Depreciação do imobilizado, Amortização do intangível e direito de uso	1.011.095	480.804
6.01.01.15	Atualização earn-out antigo controlador	3.704	-27.215
6.01.01.16	Atualização monetária e swap taxa de juros – Debêntures	-320.902	760.117
6.01.01.17	Imposto de renda e contribuição social diferidos	735.872	-345.359
6.01.01.18	Transações com pagamentos baseados em ações	13.910	8.488
6.01.01.19	Perda de aplicações financeiras	-244.708	-164.875
6.01.01.20	Receita de juros de empréstimos	-70.962	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-444.709	-415.951
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	576.580	62.341
6.01.02.02	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos	130.182	-210.417
6.01.02.03	Outros ativos	155.461	-167.730
6.01.02.04	Fornecedores	-673.687	-144.457
6.01.02.05	Partes relacionadas	0	-4.184
6.01.02.06	Depósitos judiciais	-25	51
6.01.02.07	Despesas antecipadas	-53.023	-92.478
6.01.02.08	Obrigações trabalhistas	-61.107	-1.345
6.01.02.09	Provisão de royalties	36.217	2.821
6.01.02.10	Derivativos	81.784	-6.341
6.01.02.11	Outros passivos	-541.616	232.999
6.01.02.12	Impostos a recolher	-93.730	105.131
6.01.02.13	Reembolsos (gastos) com abandono no período	-84.329	38.509
6.01.02.14	Estoques	-42.659	-24.675
6.01.02.15	Adiantamentos	57.013	-206.176
6.01.02.16	Créditos com parceiros	68.230	0
6.01.03	Outros	-69.919	-149.027
6.01.03.01	Impostos pagos sobre o lucro	-69.919	-149.027
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-2.754.884	-1.246.919
6.02.01	Aplicações financeiras	-599.774	151.025

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 30/06/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
6.02.02	Debêntures emitidas - Partes relacionadas	0	15.000
6.02.03	Aquisição de imobilizado	-1.560.102	-884.877
6.02.04	Aquisição de intangível	-18.311	-23.687
6.02.05	Caixa restrito	-166.431	-28.935
6.02.06	Aquisição de ativos de óleo e gás	-424.281	-473.465
6.02.07	Dividendos pagos	0	-1.980
6.02.08	Alienação da UPGN e 11 campos	40.329	0
6.02.09	Financiamentos concedidos	-26.314	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.259.180	-62.179
6.03.01	Custo de transação - empréstimos e debêntures	0	-113.054
6.03.02	Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	-895.228	-364.586
6.03.03	Emissão de debêntures	0	900.000
6.03.04	Pagamento de passivo de arrendamento	-297.166	-12.667
6.03.05	Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-1.207	-2.499
6.03.06	Amortização principal - empréstimos e debêntures	-521.675	-3.449.648
6.03.07	Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-15.714	-10.714
6.03.08	Aumento de capital social	132	6.639
6.03.09	Empréstimos captados	379.004	2.984.350
6.03.10	Derivativos (câmbio e dívidas)	-94.700	0
6.03.11	Ações em tesouraria	187.374	0
6.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	-8.795	16.488
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-1.864.879	-220.772
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	3.171.958	1.754.106
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.307.079	1.533.334

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 30/06/2025

(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	132	188.694	-19.487	19.487	0	188.826	0	188.826
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	132	1.320	0	0	0	1.452	0	1.452
5.04.09	Alienação de ações em tesouraria	0	167.149	0	0	0	167.149	0	167.149
5.04.10	Ganho na alienação de ações em tesouraria	0	20.225	0	0	0	20.225	0	20.225
5.04.11	Absorção de reserva legal prejuízo acumulado	0	0	-19.487	19.487	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.878.229	-340.207	1.538.022	0	1.538.022
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.878.229	0	1.878.229	0	1.878.229
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-340.207	-340.207	0	-340.207
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-340.207	-340.207	0	-340.207
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	11.971.693	-1.004.396	0	1.265.721	17.501	12.250.519	0	12.250.519

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 30/06/2024

(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	58.138	297.183	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	58.138	297.183	0	81.333	5.492.437	72.653	5.565.090
5.04	Transações de Capital com os Sócios	6.639	8.488	0	0	0	15.127	0	15.127
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	6.639	8.488	0	0	0	15.127	0	15.127
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-600.268	36.769	-563.499	7.327	-556.172
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-600.268	0	-600.268	7.327	-592.941
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	36.769	36.769	0	36.769
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	36.769	36.769	0	36.769
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	5.062.422	66.626	297.183	-600.268	118.102	4.944.065	79.980	5.024.045

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2025 à 30/06/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/06/2024
7.01	Receitas	6.016.690	4.582.962
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	5.954.061	4.500.904
7.01.02	Outras Receitas	62.629	82.058
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.472.741	-2.790.858
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-2.462.942	-1.705.130
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.009.799	-1.085.728
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.543.949	1.792.104
7.04	Retenções	-1.011.095	-480.804
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.011.095	-480.804
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.532.854	1.311.300
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	3.068.078	325.851
7.06.02	Receitas Financeiras	3.068.078	325.851
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	4.600.932	1.637.151
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	4.600.932	1.637.151
7.08.01	Pessoal	174.414	150.076
7.08.01.01	Remuneração Direta	125.950	117.399
7.08.01.02	Benefícios	29.576	21.805
7.08.01.03	F.G.T.S.	17.506	10.872
7.08.01.04	Outros	1.382	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	954.554	-173.705
7.08.02.01	Federais	950.078	-176.366
7.08.02.02	Estaduais	690	882
7.08.02.03	Municipais	3.786	1.779
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.593.735	2.253.721
7.08.03.01	Juros	1.116.000	649.386
7.08.03.02	Aluguéis	46.741	30.832
7.08.03.03	Outras	430.994	1.573.503
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.878.229	-592.941
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.878.229	-592.941

Comentário do Desempenho

Divulgação de Resultados 2T25

BRAVA



Comentário do Desempenho

Resultados | 2T25

Rio de Janeiro, 06 de agosto de 2025 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) apresenta os resultados referentes ao segundo trimestre de 2025 (“2T25”). **As informações trimestrais do 2T25 serão apresentadas comparativamente às informações proforma trimestrais do 2T24, considerando a soma dos resultados da Brava (antiga 3R Petroleum) e Enauta antes da data efetiva de incorporação.**

Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à combinação de negócios e visam ilustrar o impacto desta combinação sobre informações financeiras e operacionais históricas. 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 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	2T25	2T24 proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	3.142,4	3.129,1	0,4%	2.874,3	9,3%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.330,2	1.031,3	29,0%	1.070,0	24,3%
Margem EBITDA Ajustada	42,3%	33,0%	9,4 p.p.	37,2%	5,1 p.p.
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	85,9	59,6	44,2%	70,8	21,3%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	71,7	48,6	47,5%	58,5	22,5%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	14,2	11,0	29,5%	12,3	15,3%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	62,7	76,8	(18,4%)	67,1	(6,7%)
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	5,7	7,8	(26,9%)	6,1	(6,6%)
Lifting Cost (incluindo afretamento) (US\$/boe)	17,4	22,6	(23,0%)	20,0	(13,0%)

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

DESTAQUES DO TRIMESTRE E EVENTOS SUBSEQUENTES

Destaques operacionais: recordes de produção em sequência

- Renovação do recorde de produção trimestral no 2T25, alcançando 85,9 mil boe/d, +21,3% T/T,** seguido pelo recorde de produção mensal em julho, com o registro da média diária de 90,9 mil boe, +6% quando comparado ao 2T25.
- Evolução operacional em Atlanta:** conexão de quatro poços, sendo dois (4H e 5H) iniciados no 2T25 e dois (2H e 3H) em julho, totalizando seis poços conectados ao FPSO. Em julho, o ativo atingiu a produção de 37,0 mil boe/d em julho (100% do ativo), +3% frente ao 2T25.
- Ganho de escala e eficiência operacional em Papa-Terra:** durante o primeiro semestre de 2025 o ativo apresentou o melhor nível de eficiência operacional desde sua aquisição em dezembro de 2022. Em julho, o ativo apresentou o maior nível de produção mensal desde 2T21, alcançado 19,6 mil boe/d (100% do ativo), um aumento de 3% versus 2T25.

Comentário do Desempenho

- **Brava assume a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré (RN) no 2T25.** A mudança proporcionará redução de custos e otimização da gestão da infraestrutura do *Downstream* da bacia Potiguar.

Destaques financeiros: métricas mais eficientes e otimização da estrutura de capital

- **Fluxo de caixa livre robusto**, impulsionado por **crescimento do fluxo de caixa operacional¹**, que alcançou R\$ 1,6 bilhão (~ US\$ 295 milhões) e **redução do fluxo de caixa de investimentos para R\$ 813 milhões (~US\$ 149 milhões)**
- **Receita líquida recorde de R\$ 3.142 milhões, no 2T25, +9,3% T/T:** impulsionada pela maior eficiência operacional do segmento *offshore*, que contribuiu com 62% do total da receita *upstream*.
- **EBITDA Ajustado recorde de R\$ 1.330 milhões (US\$235 milhões) no 2T25**, um aumento de 24% na comparação T/T. **A Margem EBITDA ajustada teve aumento de 5,1 p.p. no trimestre, atingindo 42,3%.** **Destaque para o segmento *offshore* que atingiu EBITDA ajustado de R\$ 796 milhões no 2T25, um aumento de 72% T/T**, impulsionado por forte Margem EBITDA Ajustada de 51,5%, +11,6 p.p. T/T.
- ***Lifting cost* médio (sem afretamento) alcançou US\$ 15,0 no 2T25, redução de 13,1% T/T**, com destaque para redução de 21,5% no segmento *offshore* que atingiu US\$ 14,0 (sem afretamento).
- **A Companhia concluiu, ao longo dos meses de julho e agosto, importantes marcos em seu processo de *liability management***, dentre os quais se destacam:
 - ✓ o pré-pagamento da Debênture Potiguar (US\$ 500MM) utilizando recursos de uma nova emissão, com expressiva redução de custo e melhor perfil de amortização;
 - ✓ pré-pagamento das Debêntures da 2ª Série da 1ª Emissão, com utilização de recursos do caixa no montante de ~US\$ 119 milhões (principal);
 - ✓ antecipação dos recebíveis do FPSO Atlanta: (i) recebimento de US\$ 260 milhões, e adicionalmente proporciona (ii) efeitos positivos na geração de caixa operacional pelos próximos três anos, em valor presente estimado acima de USD 40 milhões.
- **Celebração de acordo de acionistas** representando, aproximadamente, 21% do capital social da Companhia, em 23 de julho.
- **Eleição de membros do Conselho de Administração** em maio de 2025, passando a compor o órgão os Srs. Richard Kovacs e Halvard Idland, ambos com longa experiência nos setores financeiro e de energia.

Conferência em português	Conferência em inglês
07 de agosto de 2025 (quinta-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 8913 7183	
Senha: 352177	
	
Acesso à Conferência de Resultados 2T25: 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**

Durante o 2T25, registramos uma grande evolução na eficiência dos nossos ativos, em especial no segmento offshore. Os investimentos direcionados ao sistema definitivo de Atlanta — incluindo a instalação de um novo FPSO, a perfuração de novos poços e a substituição do sistema de elevação de todos os poços por bombas mais robustas — se traduziram no maior patamar de produção histórica do ativo. Em Papa-Terra, os esforços voltados à recuperação da integridade da planta de processo e à manutenção corretiva dos sistemas navais resultaram em uma redução expressiva nos índices de indisponibilidade, com as unidades atingindo o maior nível de eficiência desde que foram incorporadas à nossa operação. Para fins de comparação, no último ano de operação do antigo operador, o *uptime* das unidades foi inferior a 30%; no primeiro semestre de 2025, ultrapassamos a marca de 85%.

No *onshore*, as campanhas de intervenção em poços, a evolução dos projetos de revitalização das plantas de processo e a instalação dos novos geradores de vapor proporcionaram estabilidade de produção, mesmo com a redução nas campanhas de perfuração nas bacias Potiguar e do Recôncavo. Seguimos apoiados por uma estrutura de custos cada vez mais enxuta e por processos contínuos de otimização e de captura de melhorias que serão perseguidas nos próximos trimestres. No segmento *downstream*, outro marco importante foi alcançado. Dois anos após a conclusão da aquisição do Polo Potiguar, assumimos integralmente a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré, substituindo a Transpetro como subcontratada da Companhia. Essa transição consolida nossa autonomia operacional e amplia o controle sobre a cadeia logística, reforçando nossa capacidade de capturar valor adicional em nossos ativos em terra.

Nesse contexto, atingimos um recorde histórico de produção no 2T25, com média superior a 85 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d). Este recorde foi renovado em julho de 2025, quando atingimos a maior média mensal de produção da história da Brava Energia: 91 mil boe/d. Nosso desempenho operacional robusto também se refletiu nas finanças: registramos recordes históricos de receita líquida e EBITDA, com ganhos de margem geral e por segmento. Esses resultados evidenciam a solidez do nosso modelo integrado de negócios e a eficácia da constante otimização de custos em nossas operações. Encerramos o período com uma posição de caixa reforçada, acima de USD 900 milhões, e iniciamos a trajetória de desalavancagem da Companhia planejada para 2025.

Ainda como destaque financeiro, durante todo o primeiro semestre, trabalhamos intensamente em alternativas para melhoria de nossa estrutura de capital ("liability management"). Entre julho e agosto, algumas dessas iniciativas foram concretizadas: (i) o pré-pagamento da Debênture Potiguar (US\$ 500MM), utilizando recursos de uma nova emissão, com expressiva redução de custo e melhor perfil de amortização, (ii) o pré-pagamento das Debêntures da 2ª Série da 1ª Emissão (cerca de US\$ 125MM), instrumento de dívida que apresentava o maior custo entre as dívidas locais da Companhia, utilizando recursos do caixa, e (iii) a monetização dos recebíveis atrelados ao FPSO Atlanta, a qual contempla o recebimento de US\$ 260 milhões nesta data, e adicionalmente proporciona efeitos positivos na geração de caixa operacional pelos próximos três anos, em valor presente estimado acima de USD 40 milhões.

Ainda no trimestre, apresentamos ao mercado o primeiro Relatório de Sustentabilidade Integrado da Brava Energia, documento que reúne de forma transparente nossas ações, metas e compromissos ESG. Trata-se de mais um passo em direção a uma atuação responsável, alinhada às melhores práticas globais de governança e sustentabilidade.

Por fim, gostaríamos de lembrar que em 1º de agosto de 2025, celebramos um ano da fusão entre a 3R Petroleum e a Enauta Energia, um movimento estratégico que deu origem à Brava Energia. Os resultados obtidos ao longo dos últimos 12 meses são fruto direto do trabalho dedicado de nossas equipes, da integração eficiente dos ativos e da confiança de nossos acionistas, parceiros e colaboradores. Seguimos firmes em nossa estratégia de crescimento com responsabilidade, alocação eficiente de capital e geração de valor sustentável aos nossos acionistas.

Administração da Brava Energia

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

A Brava está comprometida com a adoção e o aprimoramento contínuo das suas 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 de forma sustentável. A Companhia promove a integração estruturada das práticas ESG anteriormente adotadas pela 3R Petroleum e pela Enauta Energia. Esse processo é conduzido com suporte integrado do Conselho de Administração e de diversas áreas envolvidas na Companhia, reforçando o alinhamento estratégico e operacional em torno da agenda ESG.

A estratégia de gestão climática é um dos pilares da agenda ESG da Companhia e foi fortalecido após a incorporação da Enauta Energia pela 3R Petroleum, consolidando as melhores práticas adotadas por ambas as empresas no passado. Nesse contexto, a Brava monitora e reporta as emissões de gases de efeito estufa (GEE), tanto nas operações diretas quanto na cadeia de valor em que está inserida, e concluiu, no 2T25, o primeiro Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro GHG Protocol.

De forma complementar, visando assegurar a confiabilidade e a transparência dos dados reportados, a Brava pretende concluir o processo de assecuração externa do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no segundo semestre de 2025. Essa iniciativa reforça o compromisso em implementar processos rigorosos e auditáveis na gestão de emissões, alinhando-se às melhores práticas internacionais e de mercado. Ainda no escopo de gestão climática, a Companhia participará do CDP (antigo *Carbon Disclosure Project*), por meio do envio das informações organizacionais relacionadas à gestão dos temas de Água e Clima.

Vale destacar os avanços no processo de adequação e conformidade perante as normas internacionais de reporte de sustentabilidade IFRS S1 e S2, por meio de um projeto de diagnóstico das práticas ESG, cujo resultado visa otimizar o mapeamento de processos e controles internos relacionados a temas materiais da Companhia.

Na esfera social, a Companhia busca promover o bem-estar das comunidades onde atua e fomenta o desenvolvimento por meio de projetos e iniciativas que priorizam a educação, os direitos humanos e o respeito socioambiental. Nesse sentido, no âmbito do Programa INTERAGIR, foram desenvolvidas ações relevantes nas comunidades de Caroba e Passé, no município de Candeias (BA). Em parceria com o Sesi-BA, foi realizada uma oficina de Aproveitamento Integral de Alimentos, com foco na alimentação saudável, na redução do desperdício e na geração de renda, voltada especialmente para mulheres da comunidade de Caroba. Já na comunidade quilombola de Passé, a Companhia apoiou a realização do 1º Festival de Moqueca Quilombo de Passé, iniciativa que fortalece a valorização cultural, os saberes tradicionais e o protagonismo comunitário. A Brava também patrocina eventos como a "Corrida das Estações" na Bahia, Rio Grande do Norte e no Rio de Janeiro, incentivando a prática de esportes, promovendo a qualidade de vida e a integração entre seus colaboradores.

Ainda no 2T25, a Companhia publicou sua Cartilha de Diversidade, que estabelece um guia prático com conceitos essenciais, dicas de convivência e *insights* para construir um ambiente de trabalho e relação com *stakeholders* mais respeitosos e acolhedor, bem como realizou seu primeiro censo interno para ampliar o conhecimento da força de trabalho e suportar o desenvolvimento da cultura organizacional.

Além das iniciativas listadas acima, está em curso a elaboração da Matriz de Impacto Social da Brava, com o objetivo de categorizar projetos elegíveis para investimento social privado por meio das leis de incentivo. A iniciativa visa garantir maior efetividade na alocação dos recursos e assegurar que os projetos apoiados estejam alinhados aos valores e diretrizes estratégicas da Companhia, fortalecendo o compromisso da Brava com o desenvolvimento social e a geração de valor compartilhado.

Comentário do Desempenho

Desempenho Operacional

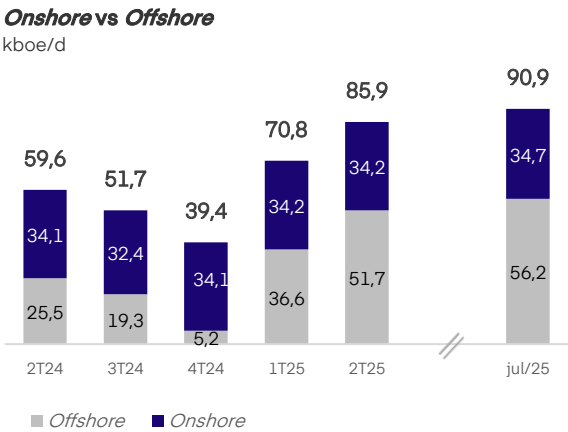
A seguir, são apresentados os resultados operacionais da Brava, com base no *portfólio* atual da Companhia, composto pelos segmentos *upstream* (*onshore* e *offshore*) e *downstream*.

Resultados Operacionais		3T24	4T24	1T25	2T25	T/T
Brent Médio ¹	US\$/bbl	80,3	74,7	75,7	67,9	(10,4%)
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	75,2	68,9	67,1	62,7	(6,7%)
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	7,3	6,9	6,1	5,7	(6,6%)
Dólar médio	-	5,54	5,84	5,85	5,67	(3,2%)
Dólar <i>EoP</i>	-	5,45	6,19	5,74	5,46	(5,0%)
Upstream						
Produção Total ³	kboe/d	51,7	39,4	70,8	85,9	21,3%
Onshore	kboe/d	32,4	34,1	34,2	34,2	-
Offshore	kboe/d	19,3	5,2	36,6	51,7	41,2%
Óleo	kbbbl/d	41,2	29,2	58,5	71,7	22,6%
Gás	kboe/d	10,5	10,2	12,3	14,2	15,3%
	MMm³/d	1.673,2	1.614,4	1.956,5	2.255,4	15,3%
Volume venda Óleo ²	MMbbl	3,2	2,8	5,2	6,3	22,6%
Volume venda Gás ²	MMm³	107,5	102,4	132,7	187,2	41,0%
Volume venda Total	MMboe	3,9	3,4	6,0	7,5	25,1%
Downstream						
Volume de venda	MMboe	3,2	3,4	3,1	3,2	3,6%

(1) Fonte: *Dated Brent (Platts)*; (2) Inclui as operações intercompany; (3) Os dados proforma do 3T24 consideram 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

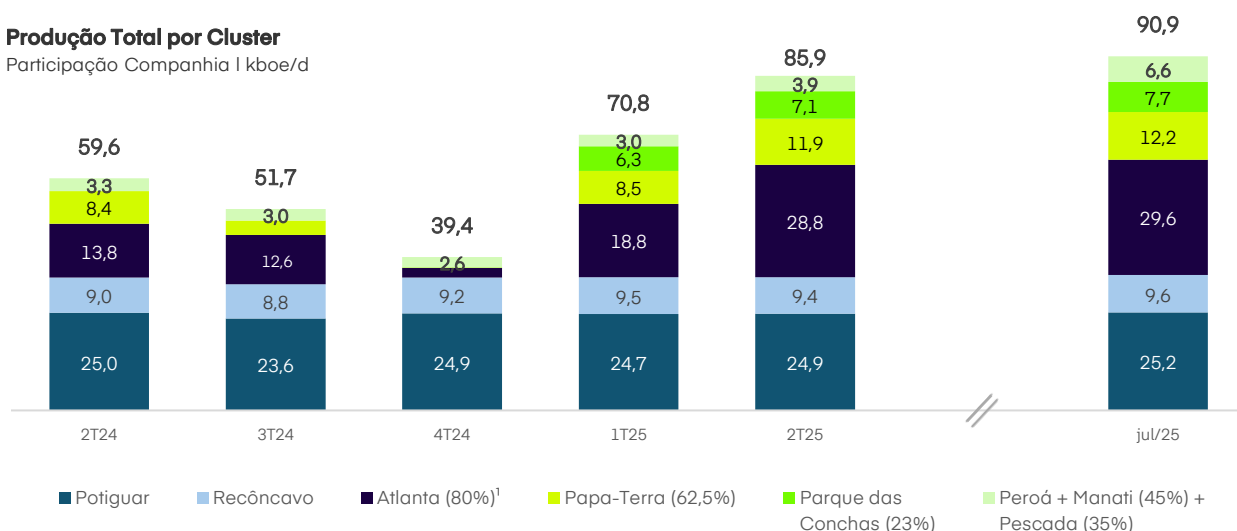
A Brava renovou o seu recorde de produção trimestral no 2T25, alcançando média diária de 85,9 mil boe, +44,2% em relação ao 2T24 e +21,3% frente ao 1T25. Este resultado reflete o avanço do *offshore* e a produção estável do segmento *onshore*. O resultado no 2T25 foi seguido pelo recorde de produção mensal em julho, alcançando a média diária de 90,9 mil boe, um aumento de 5,9% quando comparado com o 2T25. A melhoria contínua dos resultados de produção é reflexo da evolução da eficiência operacional e do ganho de escala no segmento *offshore*, com destaque para Atlanta e Papa-Terra.



Comentário do Desempenho

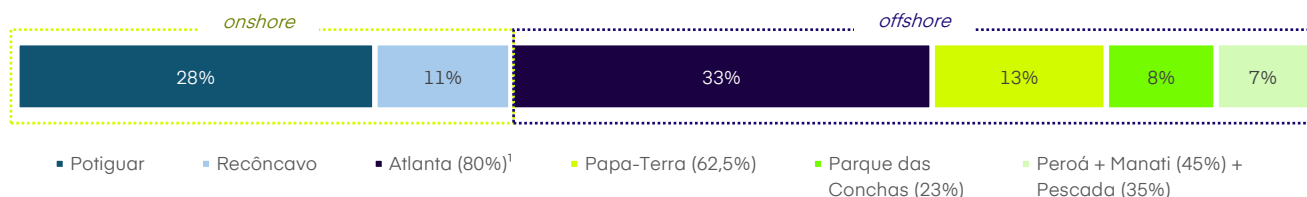
Produção Total por Cluster

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.

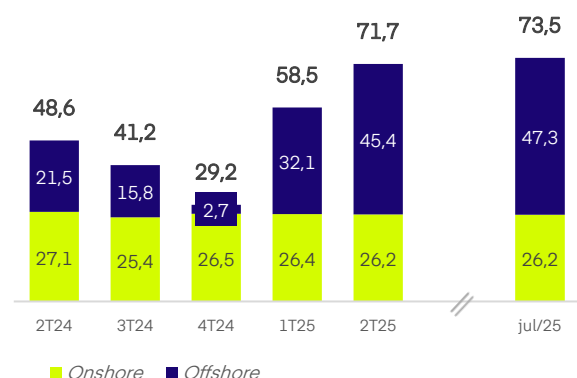
A seguir, é apresentada a distribuição da produção média total, em julho de 2025, entre os ativos do portfólio, sendo 39% referente ao segmento *onshore* e 61% ao *offshore*.



Óleo

Produção de Óleo | Onshore vs Offshore

Participação Companhia | kbb/d



A produção média diária de óleo alcançou 71,7 mil barris (bbl/d) no 2T25, +47,5% A/A e +22,5% T/T, representando 83% da produção média do período. Já em julho, a produção de óleo atingiu 73,5 mil bbl/d, +2,6% quando comparado com o resultado do 2T25.

O resultado no 2T25 é explicado por: (i) aumento do volume de produção em Atlanta, suportada pela conexão dos poços 4H e 5H durante o trimestre, (ii) maior eficiência em Papa-terra; e (iii) aumento da produção em Parque das Conchas +10,5% T/T, após intervenções em poços para substituição de bombas.

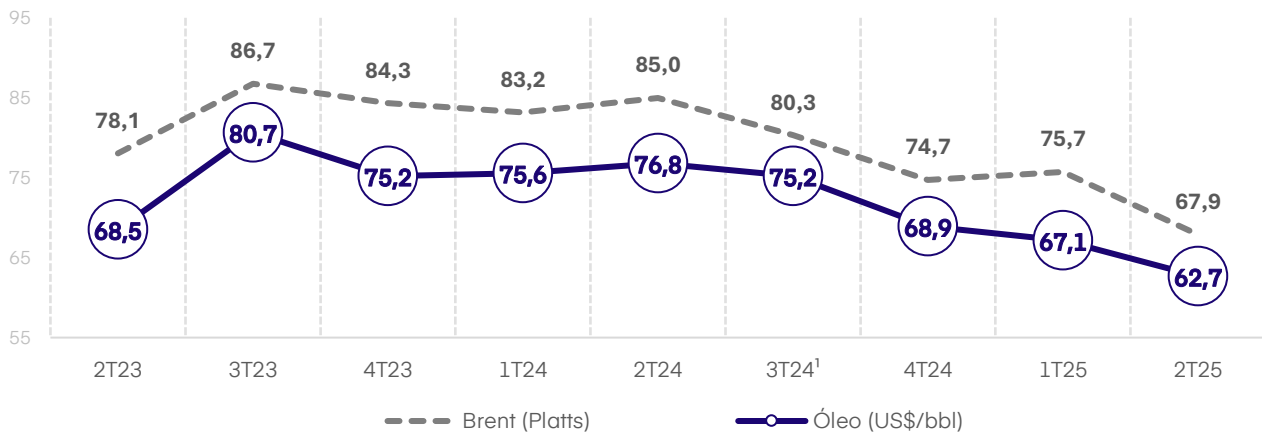
Durante o 2T25, a Companhia realizou a venda de 6.333 mil barris de óleo (bbl), +22,6% T/T, a um preço médio de US\$ 62,7/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, representando 92% do valor de referência do *Brent*² médio do período. O desempenho comercial é justificado, principalmente: (i) pelo maior volume vendido de Atlanta e Papa-terra, + 62,7% e 47,8% T/T, respectivamente, em razão do aumento da escala de produção no 2T25, (ii) pela estabilidade do segmento *onshore*, parcialmente compensado (iii) pela retração do *Brent*

² Fonte: Platts (*brent* médio no 2T25 de 67,9).

Comentário do Desempenho

e câmbio médio no período, -10,4% T/T e -3,2% T/T, respectivamente. Além disso, no 2T25, em função da posição de derivativos em óleo, a Companhia recebeu (efeito caixa) R\$ 78,3 milhões (ou US\$ 14,3 milhões) pela liquidação dos instrumentos no trimestre, representando um ganho médio por barril de óleo vendido no período de 2,2 US\$/boe.

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



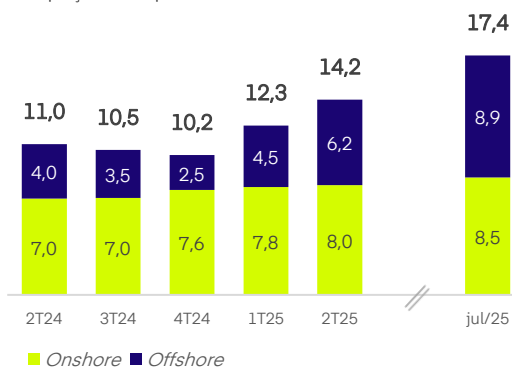
¹ Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R.

A comercialização do óleo é suportada pela diversificação da base de clientes e, no caso dos ativos *onshore*, pelo majoritário uso de oleodutos próprios de escoamento da produção até o ponto de venda. A logística facilitada e o acesso a diferentes alternativas de monetização se refletem em condições comerciais mais competitivas.

Gás

Produção de Gás | Onshore vs Offshore

Participação Companhia | kbbbl/d



A produção média diária de gás atingiu 14,2 mil boe (2.255 mil m³/d) no 2T25, +29,5% A/A e +15,3% T/T, correspondente a 17% da produção média diária do período. Em julho, a produção de gás atingiu 17,4 mil boe/d, +22,6% quando comparado com o resultado do segundo trimestre de 2025.

O desempenho no trimestre foi marcado: (i) pela retomada da produção em Manati, (ii) pelo incremento em Potiguar, decorrente das melhorias realizadas nas instalações e da reativação de poços, (iii) pelo aumento da produção em Parque das Conchas, +42,2% T/T, parcialmente compensado, (iv) pela redução de volume em Peroá.

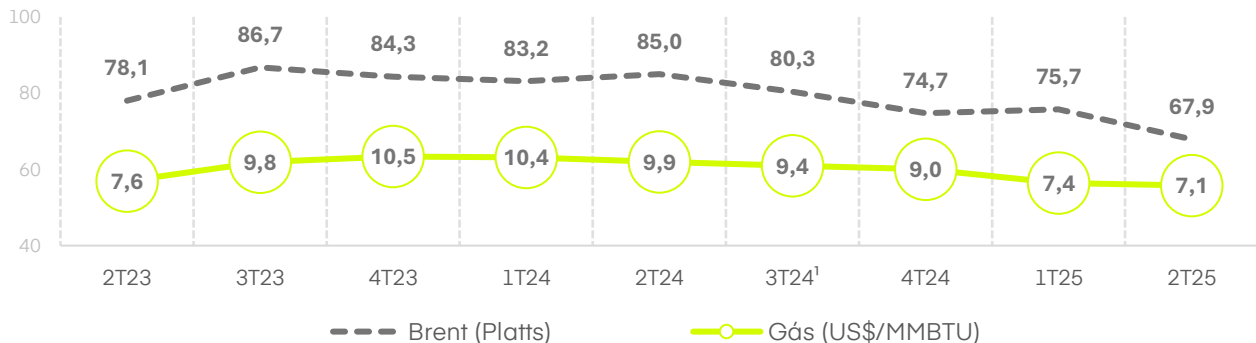
A venda de gás natural somou 7,0 milhões de MMBTU, +41,0% T/T, a um preço médio de US\$ 5,7/MMBTU³. Considerando somente a venda para terceiros, sem considerar as operações *intercompany*, a Companhia comercializou 5,5 milhões de MMBTU de gás no 2T25, a um preço médio de US\$ 7,1/MMBTU, equivalente a 10,5% do valor de referência do *Brent* (medido em US\$ por MMBTU), aumento de +0,7 p.p.

³ Os preços de venda de gás natural registrados em Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Recôncavo e de Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

Comentário do Desempenho

quando comparado com o percentual de referência do *brent* do trimestre anterior (T/T), devido a condições favoráveis de precificação nos contratos firmes.

Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros²



¹ No comparativo histórico até 3T24, apenas os dados de 3R.

² Não considera a venda de gás *intercompany*.

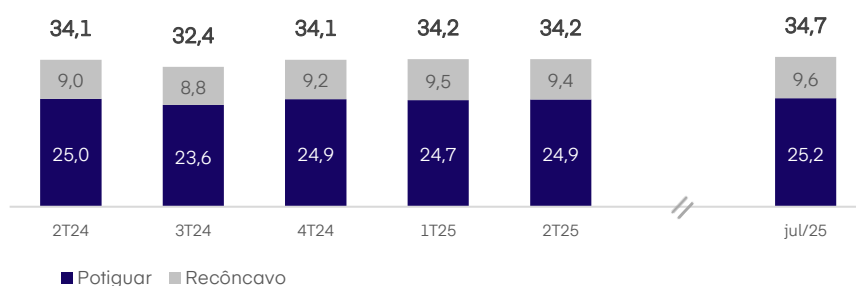
Onshore

O segmento é formado pelos ativos (i) Potiguar, no Rio Grande do Norte e Ceará, e (ii) Recôncavo, na Bahia. O 2T25 reforça a consistência operacional do segmento, com produção estável e capacidade para compensar o declínio, mesmo com redução do número de sondas em operação. O resultado é reflexo das atividades de reativação de poços em ambas as bacias e a ampliação da capacidade de injeção de vapor no Potiguar, que contribui para a recuperação secundária da produção.

Em julho, a produção do segmento atingiu 34,7 mil boe/d, +1,5% quando comparado com o resultado do 2T25, sendo 26,2 mil bbl/d referente a produção de óleo e 8,5 mil boe/d a produção de gás.

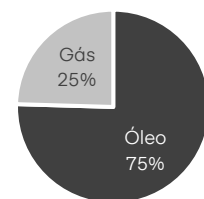
Produção Onshore

Portfólio Companhia I kboe/d



Perfil da Produção Onshore

julho - boe/d



Em termos comerciais, a venda de óleo do *onshore* somou 2.391 mil barris de óleo (bbl), +0,9% T/T, a um preço médio de US\$ 61,6/bbl, e a venda de gás totalizou 3,9 milhões de MMBTU, sendo:

- (i) Potiguar: com volume de venda de óleo de 2.086 mil bbl, +1,4% T/T, a um preço médio de US\$ 61,0/bbl, e venda de gás⁴ *intercompany* de 1,2 milhões de MMBTU.

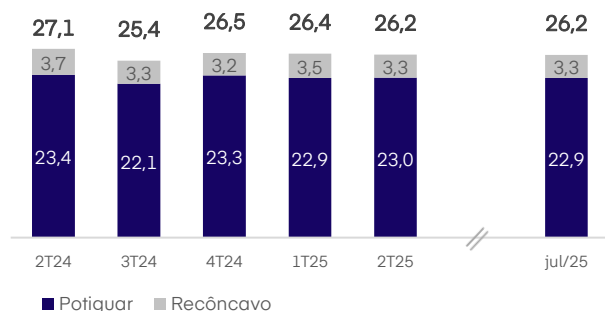
⁴ A produção de gás natural dos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Potiguar, que compõem o ativo Potiguar, não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

Comentário do Desempenho

(ii) Recôncavo: com volume de venda de óleo de 305 mil bbl, -1,9% T/T, a um preço médio de US\$ 65,2/bbl, e venda de gás, considerando *intercompany*, de 2,6 milhões de MMBTU, a um preço médio US\$ 6,4/MMBTU.

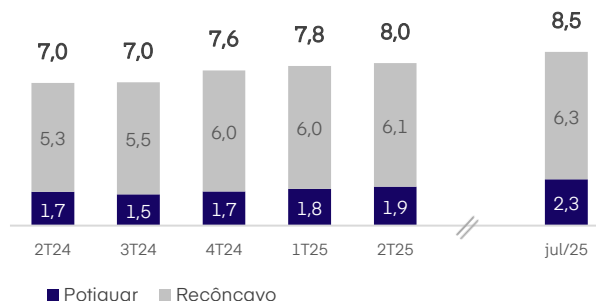
Produção de Óleo

Portfólio *Onshore* Companhia | kbb/d



Produção de Gás

Portfólio *Onshore* Companhia | kboe/d



No *onshore*, as atividades realizadas durante o trimestre foram suportadas por 8 sondas de *workover*, 2 sondas de *pulling* e 3 sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 2T25, destaque para 119 *pullings*, 46 *workovers*, 17 reativações, 17 perfurações e 1 abandono.

Com o avanço dos projetos de revitalização de infraestrutura e recuperação de integridade realizado nos últimos trimestres, a maior parte do CAPEX planejado para os campos *onshore* nos próximos 18 meses está relacionado a manutenção da escala de produção, compensando o declínio natural esperado para esses campos, e projetos pilotos de recuperação terciária.

Desde o 1T25, a Companhia utilizou a flexibilidade de alocação de capital típica de companhias do segmento *onshore* que optam por subcontratar a maior parte dos equipamentos e serviços de perfuração para postergar investimentos e preservar a geração de caixa em cenários mais voláteis de *Brent*. Nesse contexto, a Companhia deu sequência ao processo de desmobilização de sondas e encerrou o trimestre com 9 sondas subcontratadas em operação, sendo 7 sondas de *workover* e 2 sondas de *pulling*.

Offshore

O segmento é composto pelos ativos (i) Atlanta⁵ (80%), (ii) Papa-Terra (62,5%), (iii) Peroá, (iv) Manati (45%), (v) Parque das Conchas (23%), e (vi) Pescada (35%), sendo os dois últimos operados pela Shell e Petrobras, respectivamente, e os demais ativos operados pela Brava.

No 2T25, a performance do segmento foi impulsionada pelo ganho de escala e eficiência operacional do FPSO Atlanta, com o início de produção dos poços 4H e 5H, pela maior eficiência operacional em Papa-Terra, retomada da produção em Manati e aumento da produção em Parque das Conchas decorrente do melhor desempenho operacional, resultados dos ajustes nos parâmetros de operação dos poços.

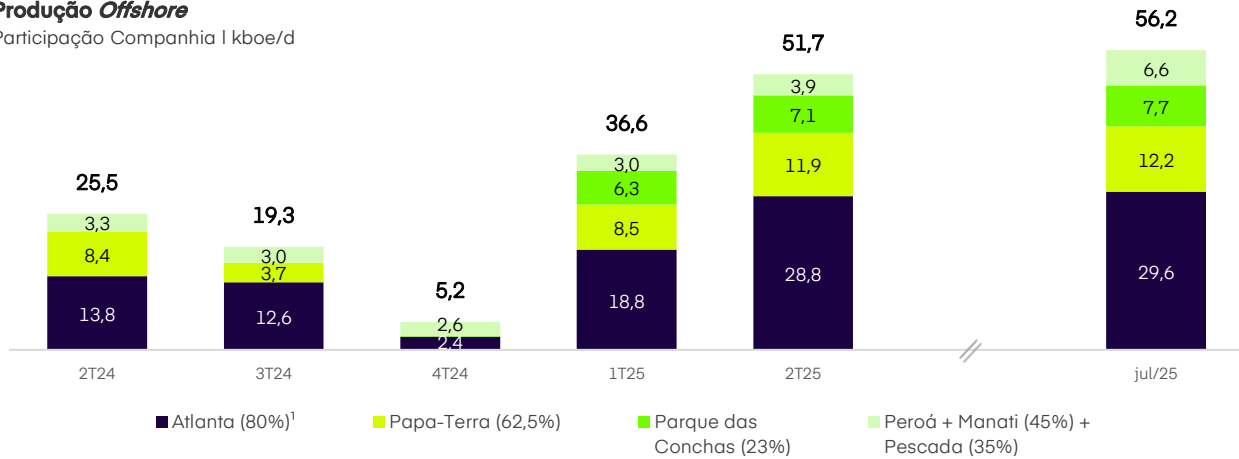
Em julho, o segmento registrou produção de 56,2 mil boe/d, incremento de +8,8% quando comparado com o 2T25. O desempenho recorde é reflexo da conexão dos poços 2H e 3H ao FPSO Atlanta e manutenção dos altos níveis de eficiência operacional em Papa-Terra.

⁵ Considera participação de 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive. Até esta data, a Companhia detinha 100% de participação no ativo.

Comentário do Desempenho

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d



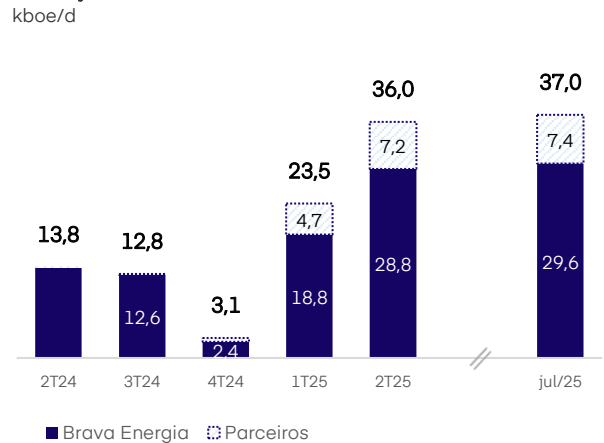
⁽¹⁾ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

- Atlanta⁶ (WI 80%)

No segundo trimestre de 2025, Atlanta alcançou seu maior nível de produção trimestral desde o início da operação do campo, com registro de 36,0 mil boe/d para 100% do ativo, +2,6x (160,4%) A/A e +53,1% T/T. A performance é justificada pela conclusão da conexão dos poços 4H e 5H no período.

Em julho de 2025, o ativo reforça a forte evolução operacional com o registro de 37,0 mil boe/d (100% do ativo). O incremento de 2,9%, quando comparado ao 2T25, é explicado pela conexão dos poços 2H e 3H durante o mês de julho, quando o FPSO Atlanta passou a ter 6 poços conectados.

Produção de Atlanta



A Companhia se prepara para implementação da Fase 2 do projeto de Atlanta, com avanços na produção dos equipamentos necessários, como equipamentos de perfuração e completção, Árvore de Natal, linhas flexíveis e umbilicais, e assinatura do contrato para instalação do sistema submarino, que será realizado por embarcação do tipo PLSV.

Na esfera comercial, a venda de óleo em Atlanta somou 2.360 mil barris de óleo (bbl), +62,7% T/T, atingindo um preço médio de US\$ 66,7/bbl, este resultado é explicado pelo maior volume de produção no ativo combinada com melhor monetização T/T.

⁶ Considera participação de 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive. Até esta data, a Companhia detinha 100% de participação no ativo.

Comentário do Desempenho**▪ Papa-Terra⁷ (WI 62,5%)**

No 2T25, Papa-Terra teve seu maior volume de produção desde que foi adquirido pela Brava (em dezembro de 2022), com registro de 19,0 mil boe/d para 100% do ativo, +41,4% A/A e +40,3% T/T.

O desempenho no período é reflexo da maior eficiência operacional do ativo decorrente dos avanços na campanha de recuperação de integridade de diversos sistemas. Destacam-se a substituição de duas baleeiras para incremento de pessoas a bordo, a otimização dos sistemas de energia, com a utilização do gás produzido como principal combustível, e a conclusão de projetos para revitalização do sistema de ancoragem e amarração do FPSO.

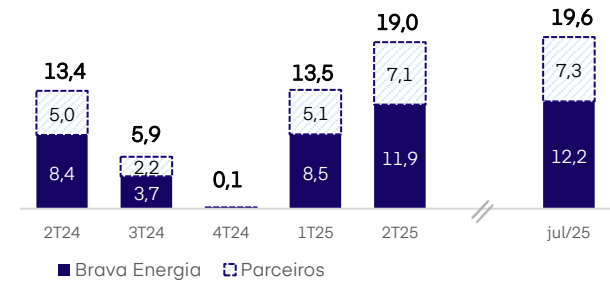
Com essas iniciativas, o ativo vem demonstrando estabilidade e ganho de escala, refletidos na produção média diária em julho, que atingiu 19,6 mil boe (100% do ativo), um aumento de +3,1% em relação ao 2T25.

As atividades relacionadas à campanha de perfuração de dois novos poços em Papa-Terra avançaram durante o período, com destaque para as atividades de engenharia e licenciamento para os novos poços (PPT-52 e 53) e otimização dos sistemas de geração de energia, com foco na eficiência e preparação para a nova fase de produção.

Em relação às condições comerciais, considerando a parcela de 62,5% de Papa-terra, no trimestre a venda de óleo correspondeu a 1.075 mil barris (bbl), +47,8% T/T, com um preço médio de US\$ 56,2/bbl. O desempenho no trimestre é justificado pelo ganho de escala de produção no período.

Produção de Papa-Terra

kboe/d

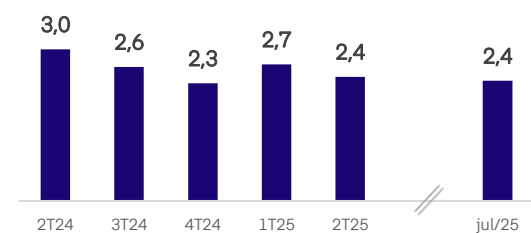
**▪ Peroá**

A performance durante o 2T25 é justificada pela menor demanda do mercado de gás natural e limitações provisórias nas instalações elétricas do ativo. A produção total no período alcançou 2,4 mil boe/d, redução de -18,1% A/A e de -9,0% T/T, sendo a produção média diária de gás de 2,3 boe (374 mil m³), -16,9% A/A e -8,5% T/T.

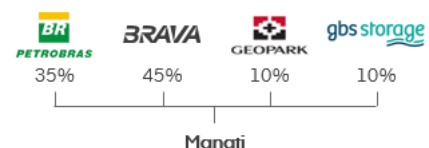
O ativo Peroá registrou a venda de óleo de 8,6 mil barris (bbl) a um preço médio de US\$ 69,8/bbl, e 2,3 milhões de MMBTU no 2T25, a um preço médio de US\$ 8,5/MMBTU, equivalente a 12,5% do valor de referência do *Brent*.

Produção de Peroá

kboe/d

**▪ 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.



⁷ Com a incorporação da Maha Energy em 31 de julho de 2024, a Companhia passou a deter 62,5% no ativo (anteriormente com 51,13%), sendo os dados operacionais apresentados equivalentes a esta participação em um histórico proforma.

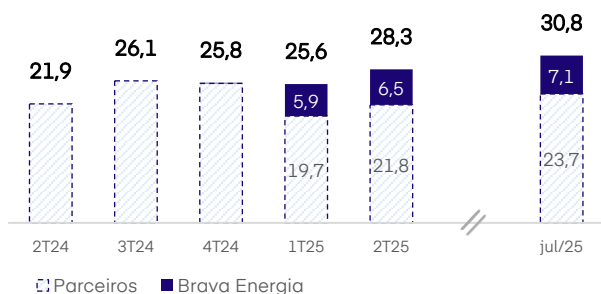
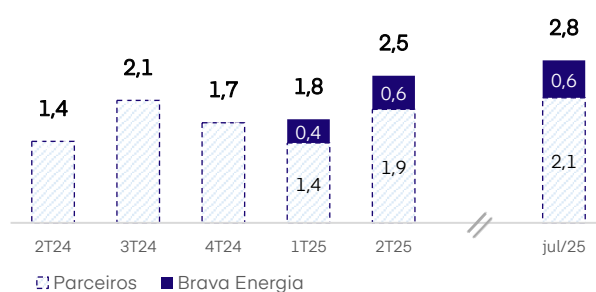
Comentário do Desempenho

Em maio de 2025, a operação foi retomada pelo operador, embora ainda não tenha atingido a sua capacidade máxima de produção. No segundo trimestre, o ativo apresentou uma produção média diária de gás de 2,4 mil boe/d (388 mil m³/d) para 100% do ativo.

Nos aspectos comerciais, o ativo registrou a venda de gás de 0,5 milhões de MMBTU no 2T25, a um preço médio de US\$ 5,6/MMBTU, equivalente a 8,2% do valor de referência do *Brent*.

• Parque das Conchas (WI 23%)

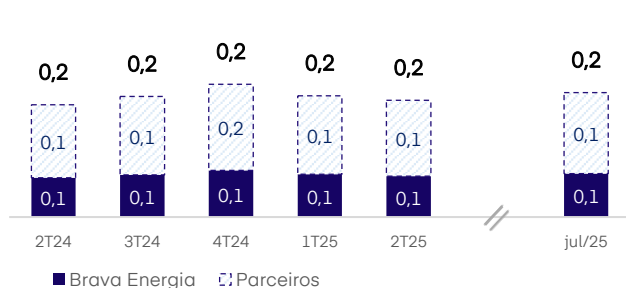
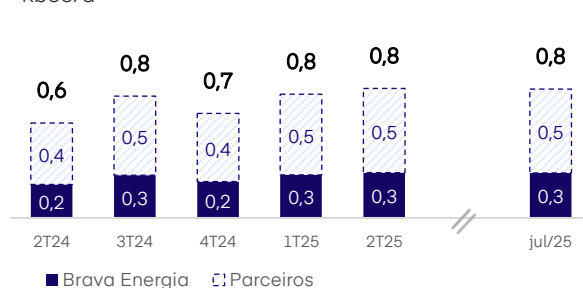
A produção de óleo no trimestre alcançou 28,3 mil bbl/d, +10,5% T/T, e a produção de gás atingiu 2,5 mil boe/d (396 mil m³/d), +42,1% T/T, totalizando 30,7 mil boe/d, +12,6% T/T para 100% do ativo. Este resultado reflete a melhoria na eficiência operacional por meio de ajustes nos parâmetros de operação dos poços, com destaque para a campanha de substituição de bombas submarinas e melhorias na estratégia de injeção de água, executados pelo operador.

Produção de Óleo | Parque das Conchas
kbbbl/d**Produção de Gás | Parque das Conchas**
kboe/d

O ativo alcançou a venda de óleo de 492 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 63,0/bbl durante o segundo trimestre de 2025.

• 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
kbbbl/d**Produção de Gás | Pescada**
kboe/d

O ativo de Pescada registrou a venda de 7 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 65,0/bbl no 2T25.

Comentário do Desempenho***Downstream***

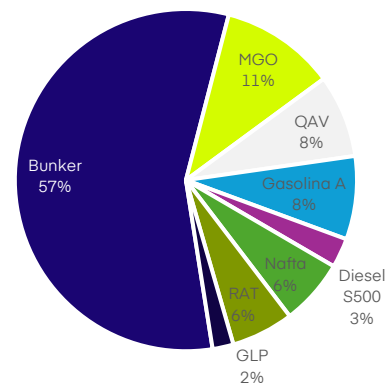
No 2T25, a Companhia realizou a venda de 3.228 mil barris de produtos derivados, +3,6 % T/T. O desempenho no trimestre reflete (i) maior taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 86,5% (+ 4 p.p. T/T) e (ii) maior comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (i) a participação de 57% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), (ii) maior volume de venda de Gasolina A (+9 T/T) e (iii) menor nível de comercialização de Diesel S500 (-23% T/T) e GLP (-4% T/T).

A Companhia abasteceu o mercado local com diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP (gás líquido de petróleo) e supriu a demanda nacional e internacional, por meio do terminal próprio, com *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo atmosférico (RAT). O Terminal também foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel de baixo enxofre para *blend* (mistura) na refinaria. Importante destacar que o volume de derivados está diretamente relacionado à produção de óleo do Potiguar, ao volume de óleo adquirido de terceiros, ambos processados na refinaria, e à aquisição de derivados para mistura (*blend*).

Durante o segundo trimestre, a Brava assumiu a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré, que era operado por empresa terceirizada desde a aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023. A operação própria proporcionará redução de custo e otimização da gestão, além da captura de sinergias com a integração da operação do terminal com as demais infraestruturas do *Downstream*.

Detalhamento de Produtos Vendidos (%)



Comentário do Desempenho

Desempenho Financeiro

A Brava apresenta a seguir a performance financeira do segundo trimestre de 2025 ("2T25"), que reflete as respectivas participações⁸ da Companhia nos ativos que compõe seu portfólio. A visão proforma 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.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	2T25	2T24 Proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T	6M25	6M24 Proforma	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>													
Receita Líquida	934,0	1.545,5	1.377,6	-	(714,6)	3.142,4	3.129,1	0,4%	2.874,3	9,3%	6.016,7	5.952,7	1,1%
Custo do Produto Vendido	(595,0)	(834,4)	(1.294,8)	-	648,1	(2.076,0)	(2.249,8)	-7,7%	(1.943,9)	6,8%	(4.019,9)	(4.090,2)	-1,7%
Royalties	(74,1)	(112,0)	-	-	-	(186,1)	(188,7)	-1,4%	(185,4)	0,4%	(371,6)	(340,1)	9,2%
Luoro Bruto	339,0	711,1	82,8	-	(66,5)	1.066,3	879,3	21,3%	930,5	14,6%	1.996,8	1.862,5	7,2%
Despesas G&A	(76,7)	(36,8)	(16,8)	(9,5)	-	(139,8)	(233,6)	-40,1%	(163,9)	-14,7%	(303,7)	(412,4)	-26,4%
Gastos Exploratórios	-	(15,3)	-	-	-	(15,3)	(21,7)	-29,3%	(23,2)	-34,1%	(38,5)	(26,1)	47,9%
Outras receitas e despesas operacionais	(4,7)	(23,0)	21,1	(0,8)	-	(7,4)	(56,3)	-86,9%	(77,4)	-90,5%	(84,7)	(60,9)	39,1%
Luoro Operacional	267,6	636,0	87,0	(10,3)	(66,5)	903,8	567,8	59,2%	666,0	35,7%	1.569,8	1.363,1	15,2%
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Resultado antes de impostos	-	-	-	-	-	1.530,6	(867,4)	-	1.254,8	22,0%	2.785,4	(821,7)	-
Imposto de renda e contribuição social ¹	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Luoro Líquido	-	-	-	-	-	1.049,1	(582,1)	-	829,2	26,5%	1.878,2	(602,8)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Depreciação e Amortização	(185,8)	(282,1)	(17,4)	-	(48,8)	(534,1)	(556,6)	-4,0%	(447,4)	19,4%	(981,5)	(1.095,1)	-10,4%
Depreciação e Amortização G&A	(9,3)	(1,1)	(0,06)	(4,4)	(0,1)	(14,9)	(10,6)	41,3%	(14,7)	1,6%	(29,6)	(20,9)	42,0%
EBITDA	462,7	919,2	104,5	(5,9)	(17,7)	1.462,9	1.136,0	28,0%	1.128,0	28,8%	2.580,9	2.479,0	4,1%
Margem EBITDA	48,5%	59,5%	7,6%	-	-	46,2%	36,3%	10,0 p.p.	39,2%	7,0 p.p.	42,9%	41,6%	1,3 p.p.
Ajustes não recorrentes	-	(123,4)	-	0,8	-	(122,7)	(103,7)	18,3%	(58,0)	111,4%	(180,7)	(203,9)	-11,4%
EBITDA Ajustado	462,7	795,8	104,5	(5,1)	(17,7)	1.330,2	1.031,3	29,0%	1.070,0	24,3%	2.400,2	2.275,1	5,5%
Margem EBITDA Ajustado	48,5%	51,5%	7,6%	-	-	42,3%	33,0%	9,4 p.p.	37,2%	5,1 p.p.	39,9%	38,2%	1,7 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, o *upstream* e *downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho de cada segmento e sua contribuição para o resultado consolidado da Companhia. Além disso, 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.

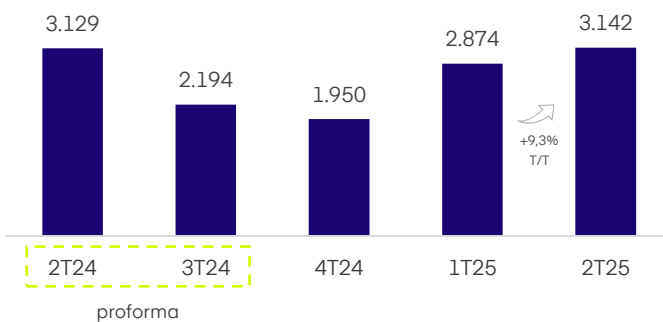
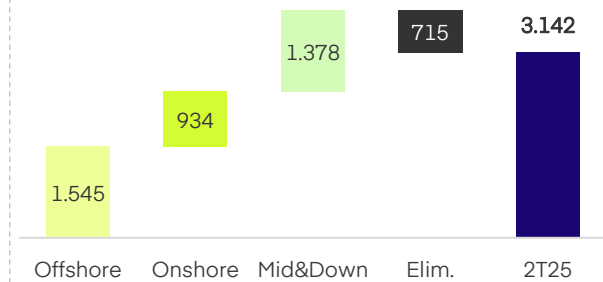
O montante de eliminação registrado na receita líquida do *upstream* pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV) do *downstream*, justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos do segmento *downstream*, comprados ou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

⁸ 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.

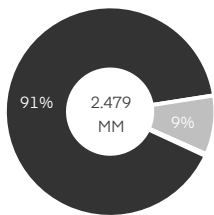
Comentário do Desempenho

Receita Líquida

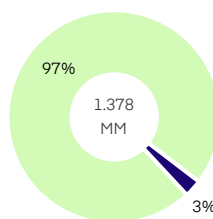
A receita líquida⁹ da Brava totalizou R\$ 3.142,4 milhões (US\$ 554,6 milhões) no 2T25, um aumento de 9,3% T/T. O resultado é composto por: (i) *upstream* com R\$ 2.479,4 milhões, sendo 62% referente ao *offshore* e 38% ao *onshore*, que contemplam, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural, (ii) *downstream* com R\$ 1.377,6 milhões, que abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário, e (iii) eliminações em R\$ 714,6 milhões, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre subsidiárias da estrutura organizacional Brava.

Receita Líquida
(R\$ milhões)Composição da Receita Líquida 2T25
(R\$ milhões)

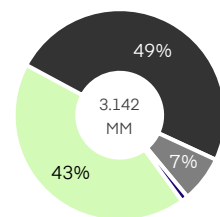
Upstream



Downstream



Brava Energia 2T25



■ óleo

■ gás

■ derivados

■ serviços

O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 2.479,4 milhões no 2T25, aumento de 7,0% A/A e 11,7% T/T, sendo: (i) R\$ 2.246,5 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 226,0 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 6,3 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 0,6 milhão referente à prestação de serviços. O desempenho no 2T25 é justificado pela melhor performance operacional no segmento *offshore*, com destaque para Atlanta e Papa-Terra, além da retomada da produção em Manati, parcialmente compensado pelos impactos macroeconômicos, com a desvalorização do *brent* e dólar médio no período, -10,4% T/T e -3,2% T/T, respectivamente.

O segmento *downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.377,6 milhões no 2T25 redução de -7,9% T/T, sendo: (i) R\$ 1.340,9 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 36,7 milhões referentes à prestação de serviços. A performance no 2T25 é justificada pelo efeito da desvalorização do *brent* e dólar médio no período, -10,4% T/T e -3,2% T/T, respectivamente, parcialmente compensada pelo maior volume de produtos derivados vendidos, +3,6% T/T, reflexo da maior taxa de utilização da refinaria (Fator de Utilização de 87%, +4 p.p. T/T).

⁹ (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

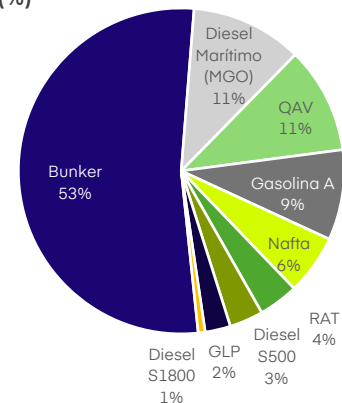
Importante mencionar que a Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas de terceiros. A produção de terceiros é utilizada na dieta da refinaria ou é vendida a partir do Terminal, que exerce papel estratégico na estrutura integrada da região.

Além da rede de dutos e a estrutura de recebimento de fluidos oriundos de transporte rodoviário, o Terminal viabiliza a comercialização independente de produtos próprios e de terceiros, bem como a entrada de derivados e insumos para o segmento *downstream*. Com a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guamaré, 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 *downstream* no 2T25, de R\$ 1.340,9 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 2T25, a receita líquida de R\$ 3.142,4 milhões é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 1.346,8 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 1.541,0 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 222,3 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 32,3 milhões através da prestação de serviços.

Receita Líquida de Derivados 2T25 (%)



Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.076,0 milhões (US\$ 366,4 milhões) no 2T25, -7,7% A/A e +6,8% T/T. O desempenho no trimestre é justificado: (i) pelo incremento de produção do *offshore*, impulsionado por Atlanta e Papa-Terra, que resultou em maior valor absoluto de custos de extração do segmento *upstream*, e (ii) pelo impacto da desvalorização do dólar médio no período, -3,2% T/T, considerando que os custos da Companhia são majoritariamente dolarizados.

O *upstream* registrou custos de R\$ 1.429,4 milhões, +8,6% T/T, enquanto o *downstream* apresentou R\$ 1.294,8 milhões, -8,9% T/T. Já as eliminações intragrupo somaram R\$ 648,1 milhões, -26,4% A/A e -18,4% T/T. Vale destacar que o montante de eliminação registrado no CPV difere do montante aferido na receita líquida, principalmente pelo efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a períodos anteriores e parte dos insumos adquiridos pelo segmento *downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram integralmente vendidos no 2T25.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 155,1 milhões (US\$ 27,4 milhões) no 2T25, -39,2% A/A e -17,1% T/T, considerando os gastos exploratórios (nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia) ocorridos no período de R\$ 15,3 milhões, representando 9,9% do valor total do G&A neste período. O resultado no trimestre é justificado por menores despesas com serviços prestados por terceiros, com tecnologia da informação (TI) e com pessoal.

Do montante total de G&A, considerando gastos exploratórios, R\$ 128,8 milhões são referentes ao *upstream*, R\$ 16,8 milhões ao *downstream* e R\$ 9,5 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 nos últimos trimestres.

Comentário do Desempenho

Outras receitas e despesas operacionais apresentaram resultado líquido negativo de R\$ 7,4 milhões (US\$ 1,3 milhões) no 2T25, -90,5% T/T. O desempenho trimestral refletiu a redução nos custos de abandono atrelados ao descomissionamento do FPSO Petrojarl, parcialmente compensado pela reversão de provisões de despesas contratuais, conforme nota explicativa 32 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 2T25 com lucro bruto de R\$ 1.066,3 milhões (US\$ 188,2 milhões), +21,3% A/A e +14,6% T/T, dos quais: (i) R\$ 1.050,1 milhões de contribuição do segmento *upstream* e (ii) R\$ 82,8 milhões oriundos do segmento *downstream*, descontados de (iii) R\$ 66,5 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 903,8 milhões (US\$ 159,5 milhões) no 2T25, +59,2% A/A e +35,7% T/T, sendo: (i) R\$ 893,6 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 87,0 milhões de contribuição do segmento *downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 10,3 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 66,5 milhões em eliminações *intercompany*.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 2T25 foi positivo em R\$ 626,7 milhões (US\$ 114,8 milhões¹⁰), comparado a um resultado positivo em R\$ 588,8 milhões no trimestre anterior. A performance do trimestre é explicada principalmente por: (i) resultado líquido positivo referente aos contratos de *hedge* em R\$ 648,7 milhões, (composto pelas marcações *market to market* positiva de R\$ 485,1 milhões em *hedge* de dívida¹¹ e R\$ 180,0 milhões em *hedge* de óleo e posição negativa de R\$ 16,4 milhões em *hedge* de moeda), (ii) pelo impacto da desvalorização de -5,0% T/T do dólar americano de fechamento do 2T25 em relação ao encerramento do 1T25, com ganho contábil de R\$ 381,9 milhões na marcação a mercado de instrumentos financeiros dolarizados (variação cambial líquida¹²), parcialmente compensados pelo (iii) resultado de juros de empréstimos e debêntures de R\$ 341,3 milhões.

Considerando o efeito caixa, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 520,7 milhões (US\$ 95,4 milhões) no 2T25, explicado pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos e debêntures no montante total de R\$ 357,6 milhões, (ii) resultado líquido negativo do fundo cambial (aplicações dolarizadas) em R\$ 202,6 milhões, decorrente da desvalorização do dólar no final do período, -5,0% T/T, (iii) desembolso do prêmio (*waiver fee*) aos Debenturistas de R\$ 66,3 milhões, parcialmente compensado pelo (iv) resultado líquido positivo de R\$ 137,3 milhões proveniente das aplicações financeiras.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia encerrou o 2T25 com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, equivalentes a **10.449,0 mil barris de petróleo em um horizonte de 15 meses**, dos quais:

- (i) NDF: com cobertura para 953 mil barris a um preço médio de US\$ 70,9 por barril até 3T26;
- (ii) *Collar* (*zero cost collar* - compra de opção PUT e venda de opção Call): para 9.496 mil barris, com piso médio de US\$ 61,7 e teto médio de US\$ 77,5 por barril, até 3T26.

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

¹⁰ Considerado o dólar de encerramento do trimestre de 5,46.

¹¹ 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).

¹² Refere-se à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições (nota explicativa 20 nas Demonstrações Financeiras da Companhia), empréstimos e financiamentos (nota explicativa 16) e debêntures (nota explicativa 17).

Comentário do Desempenho

produção futura e adicionando previsibilidade ao fluxo de caixa. A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 2T25.

<i>Hedge</i>	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio	Vencimento	<i>Hedge</i>	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio		Vencimento
NDF				Collar		Put	Call	
	387	\$ 73,7	3T25		2.167	\$ 64,2	\$ 79,6	3T25
	150	\$ 69,7	4T25		2.928	\$ 60,5	\$ 77,4	4T25
	100	\$ 69,3	1T26		2.304	\$ 60,7	\$ 76,4	1T26
	233	\$ 68,7	2T26		1.684	\$ 61,7	\$ 77,0	2T26
	83	\$ 68,5	3T26		413	\$ 63,1	\$ 74,5	3T26
Total	953	\$ 70,9	-	Total	9.496	\$ 61,7	\$ 77,5	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) somaram R\$ 481,5 milhões no 2T25, justificado pelo aumento do lucro antes de IR e CSLL. Do total de R\$ 481,5 milhões no período: (i) R\$ 114,2 milhões referentes ao IR e CSLL correntes, sendo que R\$ 38,3 têm efeito caixa e (ii) R\$ 367,3 milhões referentes ao IR e CSLL diferidos.

Lucro Líquido

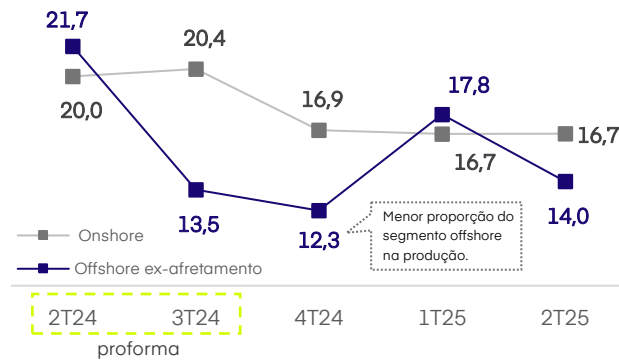
A Companhia encerrou o segundo trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 1.049,1 milhões (US\$ 185,1 milhões), comparado ao prejuízo líquido de R\$ 582,1 milhões no mesmo período do ano anterior (2T24), e lucro líquido de R\$ 829,2 milhões no 1T25. O desempenho no trimestre é justificado por melhores resultados operacionais, em função do incremento de produção no segmento *offshore*, e apreciação do real frente ao dólar, com impacto positivo no resultado financeiro da Companhia.

Custo de Extração (*Lifting Cost*)

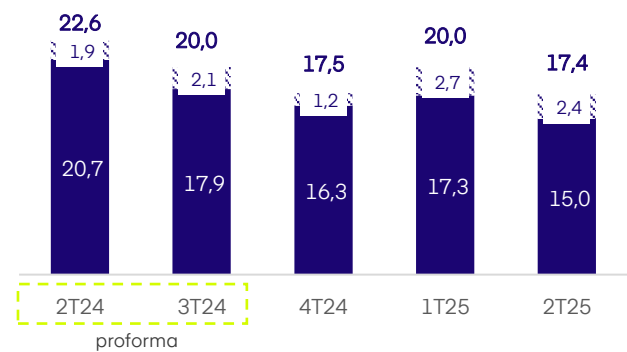
O *lifting cost* médio ponderado da Companhia, desconsiderando despesas de afretamento, foi de US\$ 15,0/boe no 2T25, -23,0% A/A e -13,0% T/T, sendo US\$ 16,7/boe no *onshore* (-16,4% A/A e estável em relação ao 1T25) e US\$ 14,0/boe no *offshore* (-35,6% A/A e -21,5% T/T). Ao considerar o custo de afretamento, o *lifting cost* consolidado da Brava encerrou o trimestre em US\$ 17,4/boe (US\$ 17,8/boe no *offshore* e US\$ 16,7/boe no *onshore*) no 2T25.

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.

Comentário do Desempenho

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

Custo de afretamento



No 2T25, a redução de *lifting cost* médio consolidado é resultado da diluição de custos no segmento *offshore*, impulsionada pelo aumento expressivo do volume de produção, além da otimização e disciplina de custos ao longo do período no segmento *onshore*.

- **Potiguar** registrou *lifting* de US\$ 17,3/boe, nível estável quando comparado com o 1T25, reforçando o controle de custos de operação e manutenção (O&M) e nível estável de produção.
- **Recôncavo** registrou *lifting* de US\$ 14,5/boe, nível estável em relação ao 1T25, refletindo a otimização dos custos de O&M e logística nos últimos trimestres, além da manutenção dos níveis de produção.
- **Atlanta** registrou *lifting* de US\$ 9,5/boe, -8,8% T/T, (ou US\$ 15,5/boe considerando o custo de afretamento, -19,1% T/T). Este desempenho reflete a diluição dos custos fixos da operação impulsionada pelo aumento de 53% T/T da produção em Atlanta após a entrada em operação dos poços 4H e 5H durante o 2T25. Em julho de 2025, mais dois poços (2H e 3H) foram conectados ao FPSO, que passou a produzir através de 6 poços.
- **Papa-Terra** registrou *lifting* de US\$ 18,7/boe no trimestre, impulsionado pelo aumento de 40% de produção T/T. O *lifting cost* no primeiro semestre de 2025 (6M25) atingiu US\$ 26,2/boe, um patamar que melhor reflete a realidade operacional do ativo ao considerar os patamares atuais de produção e a estrutura atual de custos do ativo, a qual poderá ser otimizada a partir de 2026.
- **Parque das Conchas** apresentou *lifting* de US\$ 27,9/boe no 2T25 (ou US\$ 31,7/boe incluindo afretamento). Este resultado incorpora efeitos pontuais do início da apuração de custos no 1T25, período em que o ativo passou a integrar o portfólio da Companhia. Para fins de análise, o *lifting cost* no primeiro semestre de 2025 (6M25) alcançou US\$ 22,2/boe (ou US\$ 26,1/boe com afretamento).
- **Manati** registrou *lifting* de US\$ 24,9/boe no 2T25. A produção de Manati foi retomada em meados de maio e com isso o resultado do 2Q25 ainda não reflete o potencial produtivo recorrente da operação para um trimestre.
- **Peroá** registrou US\$ 10,3/boe no 2T25, +58,8% frente ao 1T25. O resultado é justificado por maiores custos não-recorrentes atrelados a saúde, segurança e meio ambiente (HSE) e a operação e manutenção (O&M) para intervenções nas instalações do ativo. Além disso, menor capacidade de diluição de custos em função de menor volume de produção no período.

Comentário do Desempenho

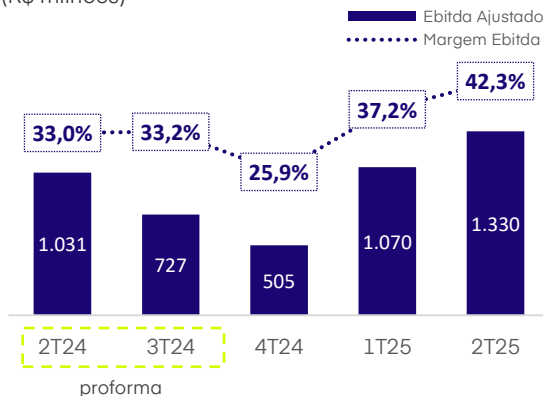
EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.330,2 milhões (US\$ 234,8 milhões) no 2T25, +29,0% A/A e +24,3% T/T. Ao considerar o *hedge* de óleo (conforme ajuste utilizado para cálculo de *covenants* das dívidas), o Ebitda Ajustado no trimestre foi R\$ 1.408,5 milhões (US\$ 248,6 milhões). Este resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 1.248,5 milhões registrados no segmento *upstream*, sendo R\$ 452,7 milhões no *onshore* e R\$ 795,8 milhões no *offshore*, (ii) o resultado positivo de R\$ 104,5 milhões referentes ao segmento *downstream*, parcialmente compensado pelo (iii) resultado negativo de R\$ 5,1 milhões do segmento corporativo e (iv) eliminações *intercompany* com saldo negativo de R\$ 17,7 milhões.

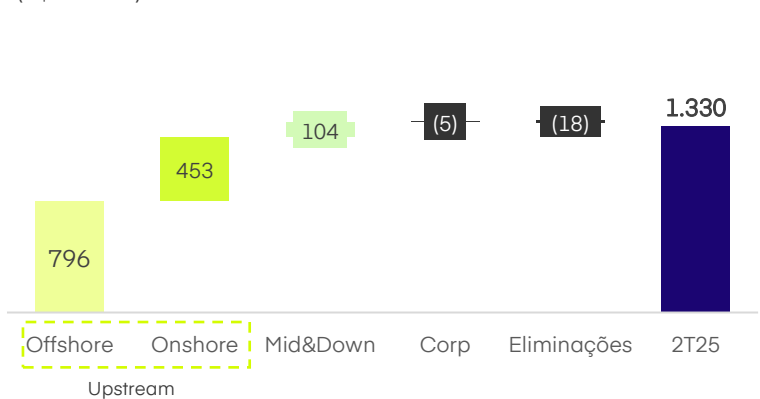
Os ajustes não-recorrentes no EBITDA durante o 2T25 totalizaram R\$ 122,7 milhões (US\$ 21,6 milhões), sendo majoritariamente explicado por: (i) R\$ 140,8 milhões de impacto dos efeitos de IFRS-16 majoritariamente correspondente ao FPSO Atlanta, parcialmente compensados pela (ii) reversão de despesas de abandono do Petrojarl (ARO) de R\$ 17,4 milhões (nota explicativa 32 nas Demonstrações Financeiras da Companhia) e (iii) reversão do *earnout* do antigo controlador da Companhia de R\$ 0,8 milhões.

A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 42,3% no 2T25, +5,1 p.p. T/T. O desempenho do trimestre é justificado (i) pelo aumento da margem registrada no *offshore* para 51,5%, impactada pelo maior volume produzido em Atlanta e Papa-Terra, (ii) por melhor monetização de derivados (*crack-spread*) do segmento *downstream*, com margem de 7,6% registrada no período, parcialmente compensado, (iii) pelo ajuste de margem e contabilização de custos e menor volume vendido em Parque das Conchas, quando comparado com o 1T25.

Ebitda Ajustado e Margem Ebitda Ajustada
(R\$ milhões)



Composição do EBITDA Ajustado 2T25
(R\$ milhões)



Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustado de 50,4% no 2T25, +9,3 p.p. A/A e +4,5 p.p. T/T, enquanto o segmento *downstream* aferiu margem de 7,6%, +4,5 p.p. A/A e +2,5 p.p. T/T.

No primeiro semestre de 2025, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 2.400,2 milhões, sendo: (i) R\$ 2.265,2 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, sendo 56% *offshore* e 44% *onshore*, e (ii) R\$ 180,3 milhões referentes ao segmento *downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 15,6 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 29,7 milhões em eliminações *intercompany*.

A margem EBITDA Ajustada consolidada alcançou 39,9% no primeiro semestre de 2025, +1,7 p.p. A/A. O desempenho é explicado pelo incremento de +2,5 p.p. na margem do segmento *offshore*, além do aumento de +2,7 p.p. na margem do *downstream* em virtude da melhora na comercialização de derivados e mais que compensa a queda nos preços de referência do Petróleo.

Comentário do Desempenho

Capex

A Brava registrou capex de R\$ 757,8 milhões (US\$ 133,7 milhões¹³) no 2T25, -14,5% T/T em reais, confirmando o segundo trimestre consecutivo com redução na linha de investimentos, em função da: (i) fase final de implementação do projeto de Atlanta (Fase 1), a qual contemplou a perfuração de dois novos poços, a conexão de seis poços ao novo FPSO e a instalação de novos equipamentos submarinos, e (ii) redução da intensidade dos projetos de recuperação de integridade e campanhas de perfuração do segmento *onshore*.

Do total realizado no trimestre, **56% foram direcionados ao segmento *offshore***, mantendo patamares semelhantes ao trimestre anterior, com redução gradual nos investimentos para a implementação da Fase 1 do projeto de Atlanta, parcialmente compensado por aportes direcionados à campanha integrada de desenvolvimento da Fase 2 de Atlanta e de Papa-Terra, a qual contempla a perfuração de quatro novos poços (dois poços em cada ativo). Do total de Capex direcionado ao segmento *offshore*, R\$ 127,9 milhões ou US\$ 22,6 milhões, correspondente a 54% do capex de Atlanta, está relacionado à campanha de perfuração de novos poços da Fase 2.

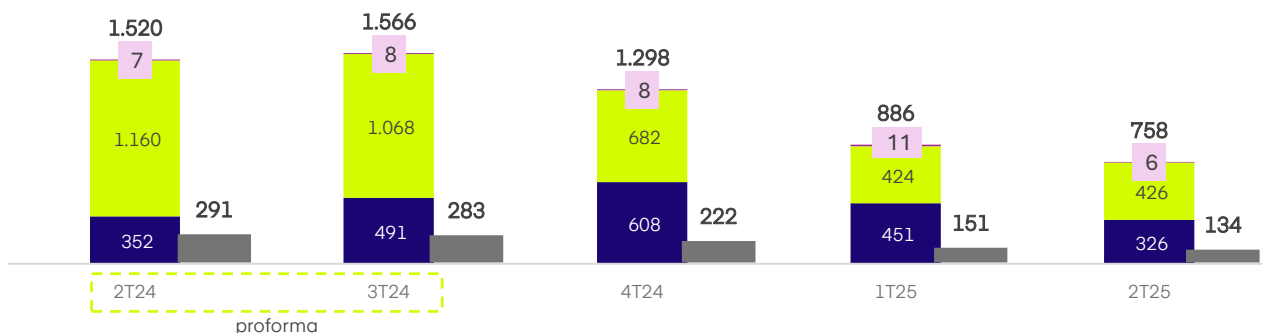
O segmento *onshore e downstream* consumiu **43% do total investido no trimestre**, com destaque para a redução de 27,8% T/T, em decorrência da redução das atividades de perfuração. Importante destacar que mesmo com iniciativas de redução de investimentos, a Brava vem apresentando estabilidade de produção no segmento *onshore* e evolução nos indicadores de Ebitda e geração de caixa por barril no segmento.

A parcela remanescente de Capex corresponde aos investimentos do segmento corporativo, com destaque para o projeto de implantação do sistema de gestão integrada SAP para todos os segmentos da Companhia.

Capex trimestral em Real e Dólar

(R\$/US\$ milhões)

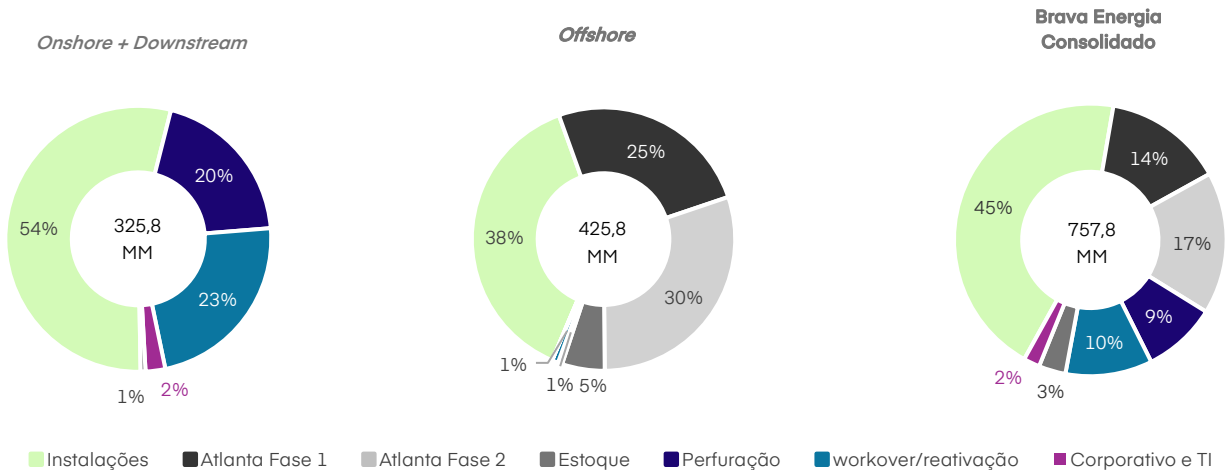
■ Corporativo ■ Offshore BRL ■ Onshore + M&D BRL ■ Capex USD



¹³ Considerado o dólar médio do período de 5,67.

Comentário do Desempenho

Capex por atividade – 2T25



No 6M25, a aplicação de Capex acumulou R\$ 1.644,2 milhões (US\$ 285,2 milhões), -36,2% A/A em reais. Em termos de unidade de negócio, R\$ 849,4 milhões aplicados no segmento *offshore*, enquanto R\$ 777,1 milhões do capex aplicados no semestre foram alocados no segmento *onshore* e *downstream*. A parcela complementar de R\$ 17,7 milhões foi consumida no segmento corporativo.

O resultado do capex com efeito caixa registrado no 2T25 foi de R\$ 812,6 milhões (US\$ 148,9 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 54,9 milhões (US\$ 9,7 milhões), refere-se a pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre.

Fluxo de Caixa Direto

No 2T25, a geração de caixa operacional somou R\$ 1.608,6 milhões (US\$ 294,8 milhões¹⁴), incluindo o resultado líquido positivo de R\$ 78,3 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\$ 17,0 milhões e os custos de abandono (ABEX) realizadas no período, no montante de R\$ 138,4 milhões (sendo R\$ 114,1 milhões referente à desmobilização do FPSO Petrojarl), a soma das atividades operacionais alcançou R\$ 1.453,2 milhões (US\$ 266,3 milhões). A performance registrada no trimestre é explicada pela maior geração de caixa nos ativos *offshore*, por maior volume de produtos vendidos, menores custos de estoque de óleo e derivados e redução das despesas gerais e administrativas, parcialmente compensada por maiores custos de extração associados ao maior volume de produção no período.

As atividades de investimento consumiram R\$ 775,8 milhões (US\$ 142,2 milhões) no 2T25. O resultado decorre dos investimentos realizado no período (capex) de R\$ 812,6 milhões, parcialmente compensado pelo recebimento da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream* de R\$ 36,8 milhões¹⁵.

As atividades de financiamento consumiram R\$ 355,3 milhões (US\$ 65,1 milhões) no 2T25 e contemplam: (i) o pagamento de juros de empréstimos e debêntures de R\$ 357,6 milhões, (ii) resultado líquido negativo do fundo cambial (aplicações dolarizadas) em R\$ 202,6 milhões, decorrente da desvalorização do dólar no final do período, -5,0% T/T, (iii) desembolso do prêmio (*waiver fee*) aos Debenturistas de R\$ 66,3 milhões, (iv) o pagamento de principal de empréstimos em R\$ 22,0 milhões, parcialmente compensadas

¹⁴ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,46

¹⁵ Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia durante o 2T25: [Acesse aqui](#).

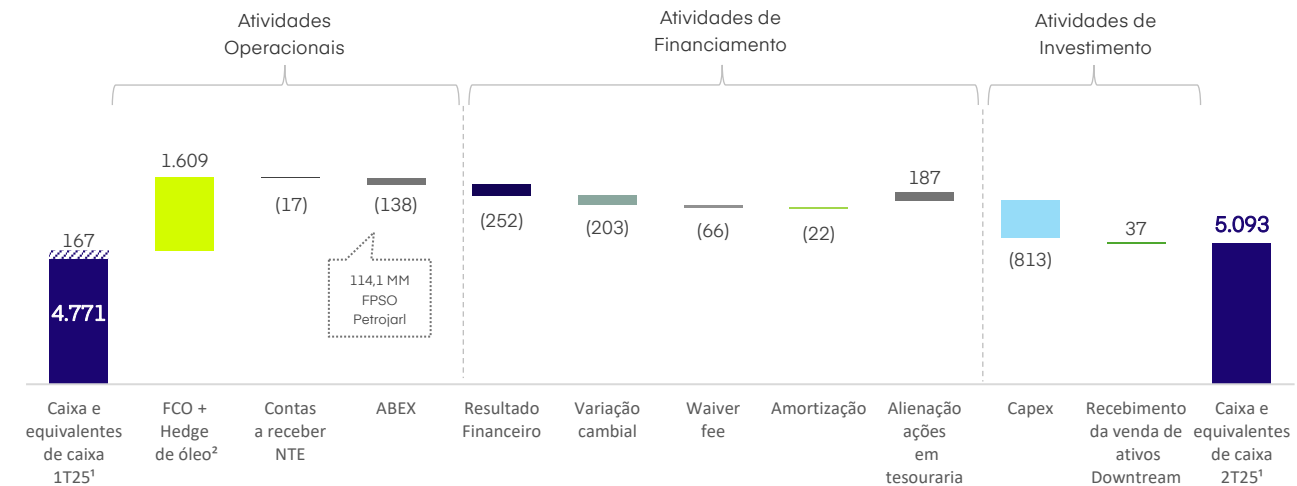
Comentário do Desempenho

pelo (v) recebimento de R\$ 187,4 milhões decorrente da alienação das ações em tesouraria¹⁶ e (vi) resultado líquido positivo de R\$ 137,2 milhões proveniente das aplicações financeiras.

Em decorrência dessa dinâmica, o caixa líquido, desconsiderando a aplicação financeira do *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida, registrou uma geração de R\$ 322,7 milhões no trimestre.

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 dívida de R\$ 2.838,2 milhões.

² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 78,3 milhões).

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 2T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 5.093,3 milhões, +6,8% T/T, ou US\$ 933,3 milhões. Este valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida de R\$ 2.838,2 milhões (US\$ 520,1 milhões).

O resultado no caixa é explicado, principalmente por: (i) uma geração de caixa operacional no valor de R\$ 1.608,6 milhões (US\$ 294,8 milhões). Ao considerar o 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\$ 1.453,2 milhões (US\$ 266,3 milhões), (ii) o pagamento de juros de R\$ 357,6 milhões (US\$ 65,5 milhões), (iii) os investimentos (capex) de R\$ 812,6 milhões (US\$ 148,9 milhões), e (iv) recebimento da alienação das ações em tesouraria de R\$ 187,4 milhões.

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.855,6 (US\$ 523,3) milhões, encerrou o 2T25 em R\$ 14.030,3 milhões, -5,0% T/T, ou US\$ 2.571,0 milhões, -0,1% T/T em dólares. 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 2T25 com dívida líquida de R\$ 8.937,0 milhões, -10,6% T/T, ou US\$ 1.637,7 milhões, -6,0% 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

¹⁶ Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia durante o 2T25: [Acesse aqui](#).

Comentário do Desempenho

compromissos contingentes, estes estão vinculados ao valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo.

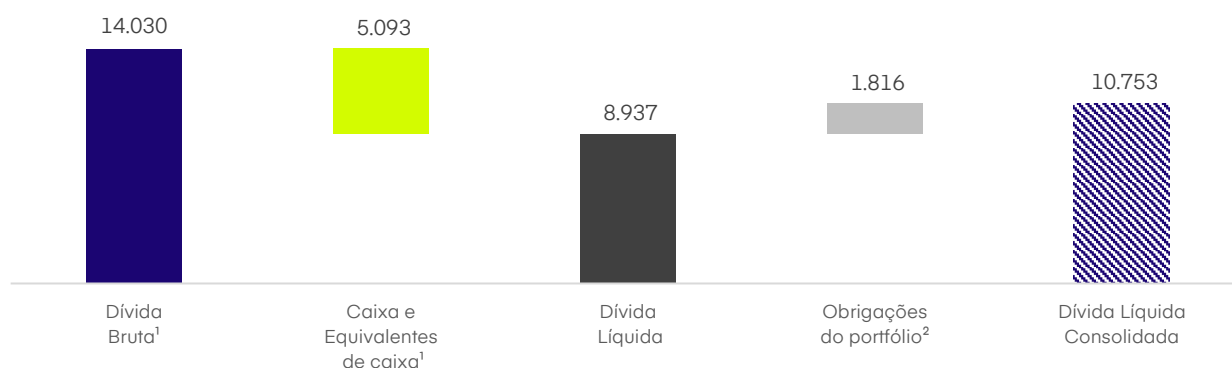
No encerramento do 2T25, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.816,4 milhões, -3,8% T/T, ou US\$ 332,8 milhões, +1,2% T/T. Esta variação é justificada pela atualização monetária dos saldos, impactada pela desvalorização de 5,0% (T/T *EoP*) do dólar no final do trimestre em comparação ao final do trimestre anterior.

Ativos	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Em milhões de reais								
Peroá (WI 100%)	88	-	141	-	-	-	-	230
Papa- Terra (WI 62,5%)	96	98	21	44	19	196	-	475
Potiguar	-	-	411	383	-	-	-	794
Parque das Conchas (WI 23%)	-	167	151	-	-	-	-	318
Total de Pagamentos	185	265	724	427	19	196	-	1.816
Contingente	185	98	162	44	19	196	-	705
Diferido	-	167	562	383	-	-	-	1.112

Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 10.753,4 milhões -9,5%, ou US\$ 1.970,5 milhões -4,8% T/T.

Endividamento 2T25

(R\$ milhões)



¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.855,6 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.838,2 milhões ou US\$ 520,1 milhões).

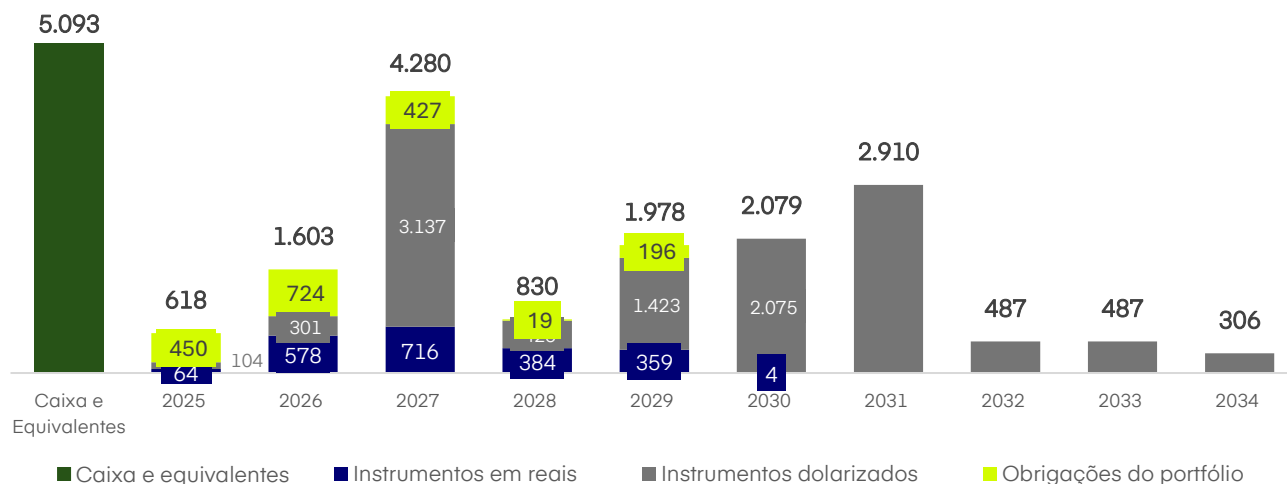
² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 30 de junho de 2025.

Comentário do Desempenho

O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do segundo trimestre de 2025 da Brava Energia.

Perfil de Amortização 2T25¹⁷

(R\$ milhões)



Vale destacar que a Companhia obteve a aprovação de anuência prévia (*waiver*) em Assembleias Gerais de Debenturistas ("AGDs"), realizada em 14 de março de 2025, referente à 4ª Emissão da 3R Potiguar, às 3ª e 4ª Emissões da Brava e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucudida pela Brava), para (i) alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até 3T25, inclusive), e (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 2T25 ficou em 3,11x, calculado em dólares norte-americanos (US\$) e dentro do limite máximo de 3,75x aprovado em AGDs**, conforme metodologia aprovada em Assembleia, de acordo com a 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 a alavancagem mais alta nos primeiros trimestres de 2025 decorrem das restrições operacionais de produção dos ativos *offshore* no 4T24, justificadas pelo atraso na obtenção das anuências regulatórias para o início de operação do FPSO Atlanta e pela parada para manutenção de Papa-Terra. A produção de Papa-Terra e o início de operação do FPSO Atlanta ocorreram nos últimos dias de dezembro de 2024, ampliando de forma expressiva o potencial de produção da Companhia, demonstrado nos resultados do primeiro semestre de 2025. Apenas no 4T25, estes efeitos não-recorrentes de causaram impacto significativo na produção offshore da Companhia deixarão de fazer parte do cálculo de alavancagem, que tipicamente contempla o Ebitda dos últimos 12 meses.

¹⁷ 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 dívida.

Comentário do Desempenho

Por fim, importante mencionar que a Companhia obteve no 2T25 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).

Eventos Subsequentes

Como parte da estratégia de *Liability Management* em curso, a Companhia implementou diversas iniciativas para aprimorar sua estrutura de capital e acelerar o seu processo de desalavancagem.

Após o encerramento do 2T25, a Companhia realizou a 9ª emissão de debêntures no montante de US\$ 500 milhões, com prazo de vencimento em cinco anos. Concomitantemente à emissão, foi contratado um instrumento de derivativos (*swap*) com o objetivo de mitigar riscos de exposição cambial, resultando em um custo efetivo de 8,7% ao ano para a operação. Os recursos líquidos captados foram destinados para resgate antecipado total das debêntures da 4ª emissão de debêntures da 3R Potiguar S.A. ("Debênture Cambial") de R\$ 2.773,3 milhões¹⁸ (ou US\$ 500 milhões) de principal, cuja taxa de juros dolarizada era de 11,1% ao ano e foi desembolsada em junho de 2023 para viabilizar a conclusão da aquisição do Polo Potiguar. Ambas as iniciativas foram concluídas no mês de julho.

Além da operação mencionada acima, foram utilizados recursos do caixa para efetuar o resgate antecipado da 2ª série da primeira emissão de debêntures da Enauta (ENAT21) de R\$ 663,3 milhões (ou ~US\$ 119 milhões¹⁹) de principal, cuja taxa de juros era de CDI + 4,25% a.a. captada em dezembro de 2022.

Na perspectiva de caixa, após o encerramento do 2T25, a Companhia liquidou junto à Yinson Bouvardia Holdings Pte. Ltd. ("Yinson"), de forma integral e antecipada, os recebíveis atrelados ao projeto de adaptação e venda do FPSO Atlanta. A transação contempla o recebimento de US\$ 260 milhões, sendo US\$ 4,5 milhões recebidos em julho e US\$ 255,5 milhões em agosto, além dos juros incorridos até o momento, e adicionalmente proporciona efeitos positivos na geração de caixa operacional pelos próximos três anos, em valor presente estimado acima de USD 40 milhões. O principal objetivo desta operação é a otimização da estrutura de capital da Companhia, por meio da redução da alavancagem e contribuição à geração de caixa.

Para efeito de análise, ao considerar os eventos subsequentes mencionados acima e a estrutura de capital da Companhia no encerramento do 2T25, a posição da dívida bruta reduz para o patamar aproximado de R\$ 13.189,7 milhões (ou US\$ 2.420,4 milhões), desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.855,6 milhões (ou US\$ 523,3 milhões) milhões.

Ao incluir os compromissos a pagar por aquisições (*earn-outs*) a dívida bruta totalizou R\$ 15.006,1 (ou US\$ 2.753,2 milhões).

Enquanto a posição de caixa, desconsiderando a aplicação financeira referente ao *Total Return Swap (TRS)* da dívida de R\$ 2.838,2 milhões (US\$ 520,1 milhões) e incluindo os recebíveis atrelados ao FPSO Atlanta no valor de R\$ 1.424,9 milhões²⁰ (ou US\$ 260 milhões) alcançaria patamar de R\$ 6.518,2 milhões (ou US\$ 1.193,3 milhões).

Nesse contexto, a dívida líquida da Companhia, considerando todos os eventos subsequentes e a estrutura de capital do fechamento do 2T25 seria de aproximadamente R\$ 6.671,5 milhões (ou US\$

¹⁸ Considera o câmbio de R\$ 5,55/US\$

¹⁹ Considera o câmbio de R\$ 5,59/US\$

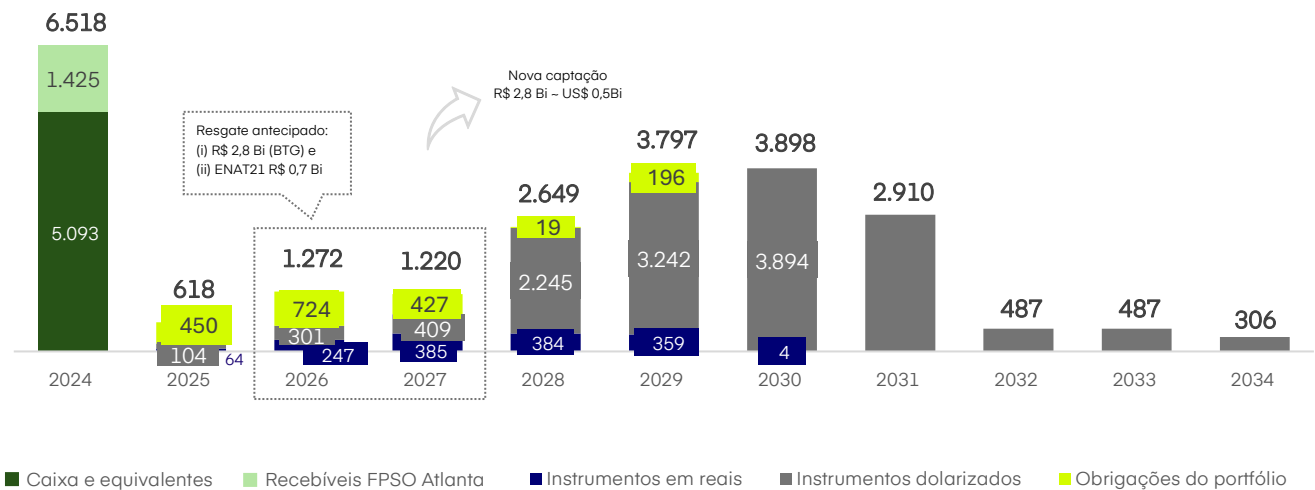
²⁰ Considera o câmbio de R\$ 5,48/US\$

Comentário do Desempenho

1.227,1 milhões), -25,3% frente ao 2T25. Ao incluir os compromissos a pagar por aquisições, a dívida líquida soma R\$ 8.487,9 milhões (ou R\$ 1.559,9 milhões).

O gráfico abaixo ilustra o efeito dos eventos subsequentes mencionados acima sobre a posição de caixa e sobre o perfil de amortização da dívida do 2T25.

Efeito dos eventos subsequente sobre o Perfil de Amortização do 2T25 ²¹
(R\$ milhões)



²¹ 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 dívida. Números não auditados, que ilustram os efeitos subsequentes sobre o perfil de amortização e posição de caixa do 2T25.



Comentário do Desempenho

ANEXO I - Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	2T25	2T24 proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	1.307.079	2.439.571	-46%	2.694.545	-51%
Aplicações financeiras	3.284.607	4.136.527	-21%	1.676.964	96%
Caixa Restrito	34.344	395.274	-91%	32.241	7%
Contas a receber de terceiros	501.419	459.687	9%	265.319	89%
Estoque	950.373	827.147	15%	1.064.288	-11%
Adiantamentos	136.409	264.754	-48%	225.918	-40%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	314.432	583.025	-46%	285.161	10%
Outros impostos a recuperar	345.966	-	-	425.744	-19%
Derivativos	139.900	73.977	89%	64.033	2,2x
Despesas antecipadas	138.854	144.159	-4%	156.334	-11%
Créditos a receber - Yinson	127.428	170.513	-25%	68.909	85%
Outros ativos	81.257	187.810	-57%	96.762	-16%
Ativos classificados como mantidos para venda	173.676	-	-	173.676	-
Total do ativo circulante	7.535.744	9.682.444	-22%	7.229.894	4%
Ativo não circulante					
Aplicações financeiras	2.728.550	2.779.450	-2%	2.871.100	-5%
Caixa restrito	576.898	323.467	78%	412.254	40%
Estoques	124.744	-	-	91.607	36%
Créditos com parceiros	458.718	-	-	549.386	-17%
Depósitos judiciais	8.325	8.154	2%	8.319	0%
Outros impostos a recuperar	136.226	165.020	-17%	132.931	2%
Despesas antecipadas	4.207	-	-	6.237	-33%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	553.950	881.005	-37%	674.724	-18%
Créditos a receber - Yinson	2.156.832	1.989.571	8%	2.298.778	-6%
Derivativos	1.610	57.779	-97%	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	87.748	-	-	-
Imobilizado	16.571.436	10.557.292	57%	15.990.914	4%
Intangível	8.394.929	7.575.713	11%	8.551.281	-2%
Direito de uso	4.185.455	470.127	8,9x	4.344.436	-4%
Outros ativos	15.075	10.232	47%	17.597	-14%
Total do ativo não circulante	35.918.555	24.907.158	44%	35.951.164	-0,1%
Total do ativo	43.454.299	34.589.602	26%	43.181.058	1%
Passivo					
Fornecedores	1.826.014	2.209.540	-17%	2.398.290	-24%
Empréstimos e financiamentos	577.395	813.022	-29%	332.745	74%
Arrendamentos	221.818	303.456	-27%	258.125	-14%
Obrigações trabalhistas	127.018	179.795	-29%	98.881	28%
Valores a pagar por aquisições	1.002.586	570.793	76%	1.054.677	-5%
Pagamento baseado em ações	12.590	-	-	5.625	124%
Adiantamento de clientes	740.590	220.354	3,4x	189.493	3,9x
Dividendos a pagar	14	92.565	-100%	14	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	157.666	133.918	18%	69.270	2,3x
Outros impostos a recolher	84.122	165.259	-49%	87.707	-4%
Provisão para pagamento de Royalties	71.378	41.714	71%	69.423	3%
Debêntures	362.924	239.858	51%	249.445	45%
Debêntures - Partes relacionadas	5.476	37.408	-85%	10.918	-50%
Derivativos	22.626	58.616	-61%	49.151	-54%
Outras obrigações	257.284	162.844	58%	255.123	1%
Ativos classificados como mantidos para venda	32.625	-	-	32.625	-
Total do passivo circulante	5.502.126	5.229.142	5%	5.161.512	7%
Passivo não circulante					
Fornecedores	570.250	-	-	647.453	-12%
Empréstimos e financiamentos	3.123.459	3.724.445	-16%	3.477.819	-10%
Derivativos	25.617	443.026	-94%	-	-
Arrendamentos	3.659.875	70.954	51,6x	3.861.370	-5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	887.636	97.937	9,1x	640.860	39%
Provisão para contingências	16.648	3.207	5,2x	4.045	4,1x
Valores a pagar por aquisições	813.808	1.219.078	-33%	833.380	-2%
Obrigações com consórcio	-	57.922	-	-	-
Provisão para abandono	3.668.610	2.274.607	61%	3.652.764	0%
Debêntures	12.816.672	12.206.107	5%	13.631.702	-6%
Debêntures - Partes relacionadas	-	5.357	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	-	-	6.108	-
Outras obrigações	112.971	59.278	91%	112.879	0%
Total do passivo não circulante	25.701.654	20.161.918	27%	26.868.380	-4%
Capital social	11.971.693	7.140.538	68%	11.971.588	-
Reserva de capital	(1.004.396)	81.003	-	(1.192.886)	-16%
Reserva de lucros	-	2.117.252	-	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	17.501	118.102	-85%	155.798	-89%
Outros resultados abrangentes	-	271.819	-	-	-
Prejuízo acumulado	1.265.721	(610.154)	-	216.666	5,8x
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	12.250.519	9.118.560	34%	11.151.166	10%
Participação de acionistas não controladores	-	79.980	-	-	-
Patrimônio líquido	12.250.519	9.198.540	33%	11.151.166	10%
Total do passivo e patrimônio líquido	43.454.299	34.589.600	26%	43.181.058	1%

Comentário do Desempenho

ANEXO II - Demonstração de Resultados detalhada

Demonstração de Resultado	Potiguar	Recôncavo	Papa-Terra	Atlanta	Parque das Conchas	Peraó	Manati	Pescada	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	2T25	2T24 Proforma	Δ A/A	1T25	Δ T/T	6M25	6M24 Proforma	Δ A/A
Em milhões de reais																					
Receita Líquida	723,7	210,3	340,8	887,3	176,9	120,4	17,0	3,0	934,0	1.545,5	1.377,6	-	(714,6)	3.142,4	3.129,1	0,4%	2.874,3	9,3%	6.016,7	5.952,7	1,1%
Custo do Produto Vendido	(412,5)	(182,5)	(230,6)	(363,7)	(119,3)	(108,3)	(23,3)	10,7	(595,0)	(834,4)	(1.294,8)	-	648,1	(2.076,0)	(2.249,8)	-7,7%	(1.943,9)	6,8%	(4.019,9)	(4.090,2)	-1,7%
Royalties	(60,7)	(13,4)	(39,3)	(51,4)	(16,1)	(3,6)	(0,9)	(0,7)	(74,1)	(112,0)	-	-	-	(186,1)	(188,7)	-1,4%	(185,4)	0,4%	(371,6)	(340,1)	9,2%
Luoro Bruto	311,2	27,8	110,3	523,6	57,5	12,2	(6,2)	13,7	339,0	711,1	82,8	-	(66,5)	1.066,3	879,3	21,3%	930,5	14,6%	1.996,8	1.862,5	7,2%
Despesas G&A	(58,7)	(18,0)	(9,9)	(12,8)	(10,5)	(2,7)	0,1	(1,0)	(76,7)	(36,8)	(16,8)	(9,5)	-	(139,8)	(233,6)	-40,1%	(163,9)	-14,7%	(303,7)	(412,4)	-26,4%
Gastos Exploratórios	-	-	-	(15,4)	0,1	-	-	-	-	(15,3)	-	-	-	(15,3)	(21,7)	-29,3%	(23,2)	-34,1%	(38,5)	(26,1)	47,9%
Outras receitas e despesas operacionais	(5,2)	0,5	(6,6)	(17,8)	(0,0)	(0,3)	-	1,8	(4,7)	(23,0)	21,1	(0,8)	-	(7,4)	(56,3)	-86,9%	(77,4)	-90,5%	(84,7)	(60,9)	39,1%
Luoro Operacional	247,3	10,3	93,7	477,7	47,1	9,1	(6,1)	14,5	267,6	636,0	87,0	(10,3)	(66,5)	903,8	567,8	59,2%	666,0	35,7%	1.569,8	1.363,1	15,2%
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Resultado antes de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.630,6	(867,4)	-	1.254,8	22,0%	2.785,4	(821,7)	-
Imposto de renda e contribuição social¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Luoro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.049,1	(582,1)	-	829,2	26,5%	1.878,2	(602,8)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(481,5)	285,3	-	(425,6)	13,1%	(907,1)	218,9	-
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	626,7	(1.435,2)	-	588,8	6,4%	1.215,6	(2.184,8)	-
Depreciação e Amortização	(113,0)	(72,8)	(32,7)	(211,2)	(10,4)	(16,9)	(10,1)	(0,8)	(185,8)	(282,1)	(17,4)	-	(48,8)	(534,1)	(556,6)	-4,0%	(447,4)	19,4%	(981,5)	(1.095,1)	-10,4%
Depreciação e Amortização G&A	(6,5)	(2,8)	(0,5)	(0,4)	-	(0,1)	-	(0,0)	(9,3)	(1,1)	(0,06)	(4,4)	(0,1)	(14,9)	(10,6)	41,3%	(14,7)	1,6%	(29,6)	(20,9)	42,0%
EBITDA	366,8	85,9	127,0	689,2	57,5	26,2	4,0	15,3	452,7	919,2	104,5	(5,9)	(17,7)	1.452,9	1.135,0	28,0%	1.128,0	28,8%	2.580,9	2.479,0	4,1%
Margem EBITDA	50,7%	40,8%	37,3%	77,7%	32,5%	21,7%	-	-	48,5%	59,5%	7,6%	-	-	46,2%	36,3%	10,0 p.p.	39,2%	7,0 p.p.	42,9%	41,6%	1,3 p.p.
Ajustes não recorrentes	-	-	-	(112,4)	-	-	(11,0)	-	-	(123,4)	-	0,8	-	(122,7)	(103,7)	18,3%	(58,0)	111,4%	(180,7)	(203,9)	-11,4%
EBITDA Ajustado	366,8	85,9	127,0	576,8	57,5	26,2	(7,0)	15,3	452,7	795,8	104,5	(6,1)	(17,7)	1.330,2	1.031,3	29,0%	1.070,0	24,3%	2.400,2	2.275,1	5,5%
Margem EBITDA Ajustado	50,7%	40,8%	37,3%	65,0%	32,5%	21,7%	-	-	48,5%	51,5%	7,6%	-	-	42,3%	33,0%	9,4 p.p.	37,2%	5,1 p.p.	39,9%	38,2%	1,7 p.p.

Comentário do Desempenho

ANEXO III – Fluxo de Caixa Indireto

Em milhares de reais	2T25	1T25	Δ T/T
Resultado do período	1.049.055	829.174	27%
Ajustes por:			
Resultado de aplicações financeiras	(129.897)	(114.811)	13%
Juros de dívida	548.717	429.177	28%
Atualização dos depósitos judiciais	-	-	-
Ajuste a valor presente	(88.056)	131.108	-
Derivativos não realizados	(648.722)	(315.124)	106%
Variação cambial não realizada	(229.755)	(586.140)	-61%
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	12.603	486	25,9x
Baixa de Imobilizado e intangível	10.156	-	-
Baixa de passivo de arrendamento	20.058	(34.644)	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	(133.740)	(187.162)	-29%
Depreciação do imobilizado	205.485	185.932	11%
Amortização do intangível	167.642	154.214	9%
Receita de juros de empréstimos - Yinson	(35.434)	(35.528)	-0,3%
Depreciação de direito de uso	175.914	121.908	1,4x
Apropriação de seguro resultado financeiro	5.174	5.443	-5%
Despesas antecipadas apropriadas no período	(5.174)	69.187	-
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	22.057	24.601	-10%
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	481.503	425.623	13%
Transação com pagamento baseado em ação	8.081	5.829	39%
Baixa de impostos não recuperáveis	-	-	-
Baixa de direito de uso	-	-	-
Atualização monetária - Aluguel prédio Adm.	-	-	-
Atualização earn-out antigo controlador	761	2.943	-74%
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	-	-	-
Atualização da provisão para abandono	62.921	59.601	6%
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	0	1.442	-
	1.499.349	1.173.259	28%
Variação em ativos e passivos			
Contas a receber de terceiros	504.490	72.090	7,0x
Imposto de renda, contribuição social e outros	47.212	82.970	-43%
Imposto de renda e outros impostos a recolher	8.885	(102.615)	-
Estoques	118.669	(161.328)	-
Outros ativos	125.026	30.435	4,1x
Crédito com parceiros	90.668	(22.438)	-
Fornecedores	(460.101)	(213.586)	2,2x
Depósitos judiciais	(6)	(19)	-68%
Despesas antecipadas	19.510	(72.533)	-
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	28.137	(89.244)	-
Royalties	1.955	34.262	-94%
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(47.075)	(37.254)	26%
Derivativos de óleo	78.256	3.528	22,2x
Adiantamentos	89.509	(32.496)	-
Outras obrigações	(716.755)	175.139	-
Impostos pagos sobre o lucro	(38.322)	(31.597)	21%
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	1.349.407	808.573	67%
Aplicações financeiras	(1.520.383)	920.609	-
Aquisição de imobilizado	(699.185)	(860.917)	-19%
Valores a pagar por aquisições	-	(424.281)	-
Aquisição de intangível	(9.681)	(8.630)	12%
Caixa restrito	(166.747)	316	-
Alienação da UPGN e 11 campos	40.329	-	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(2.355.667)	(399.217)	5,9x
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(357.262)	(537.966)	-34%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	(419)	(788)	-47%
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	(4.064)	(90.636)	-96%
Pagamento de passivo de arrendamento	(179.475)	(117.691)	52%
Aumento de capital social	105	27	2,9x
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(16.665)	(505.010)	-97%
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	(5.357)	(10.357)	-48%
Empréstimos captados	-	379.004	-
Ações em tesouraria	187.374	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(375.763)	(883.417)	-57%
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	(1.382.023)	(474.061)	2,9x
Caixa e equivalente de caixa no início do período	2.694.545	3.171.958	-15%
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(5.443)	(3.352)	62%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	1.307.079	2.694.545	-51%
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	(1.382.023)	(474.061)	2,9x

Comentário do Desempenho

ANEXO IV – Tabela de Produção por Ativo

Portfólio boe/d	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	JUL/25
Produção Total Bruta	59.564	51.729	39.350	70.815	85.890	90.943
Onshore	34.083	32.409	34.106	34.228	34.238	34.741
Offshore	25.481	19.320	5.244	36.587	51.652	56.202
Óleo bbl/d	48.610	41.205	29.196	58.509	71.704	73.547
Potiguar	23.384	22.082	23.268	22.927	22.956	22.915
Recôncavo	3.701	3.297	3.215	3.465	3.311	3.301
Papa-Terra (62,5%) ⁽¹⁾	8.053	3.543	87	8.078	11.376	11.803
Atlanta (80%) ⁽²⁾	13.257	12.104	2.356	17.975	27.393	28.237
Parque das Conchas (23%) ⁽⁴⁾	-	-	83	5.879	6.499	7.088
Peroá + Manati (45%) e Pescada (35%)	215	179	187	185	170	203
Gás boe/d	10.954	10.524	10.154	12.306	14.185	17.396
Potiguar	1.662	1.537	1.669	1.795	1.907	2.267
Recôncavo ⁽³⁾	5.336	5.493	5.954	6.041	6.064	6.258
Papa-Terra (62,5%) ⁽¹⁾	349	163	5	388	502	444
Atlanta (80%) ⁽²⁾	566	534	87	836	1.400	1.390
Parque das Conchas (23%) ⁽⁴⁾	-	-	5	403	573	633
Peroá + Manati (45%) e Pescada (35%)	3.041	2.797	2.434	2.843	3.738	6.404

(1) Em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore, com base no *Joint Operating Agreement*, exerceu o direito de cessão compulsória (“*forfeiture*”) da participação indivisa de 37,5% da Nova Técnica Energy Ltda. (“NTE”) no consórcio pela inadimplência financeira da NTE. Após o *forfeiture*, a NTE iniciou, em 03 de maio de 2024, um procedimento arbitral (“Arbitragem”). Em paralelo à Arbitragem, a NTE obteve, em 19 de julho de 2024, perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, uma decisão liminar suspendendo o processo de aprovação pela ANP da cessão de sua participação iniciada pela 3R Offshore até a decisão do Tribunal Arbitral, constituído em março de 2025. Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore; (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 julho de 2025, ~27% 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.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas 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 30 de junho 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 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 Gás"), 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%.

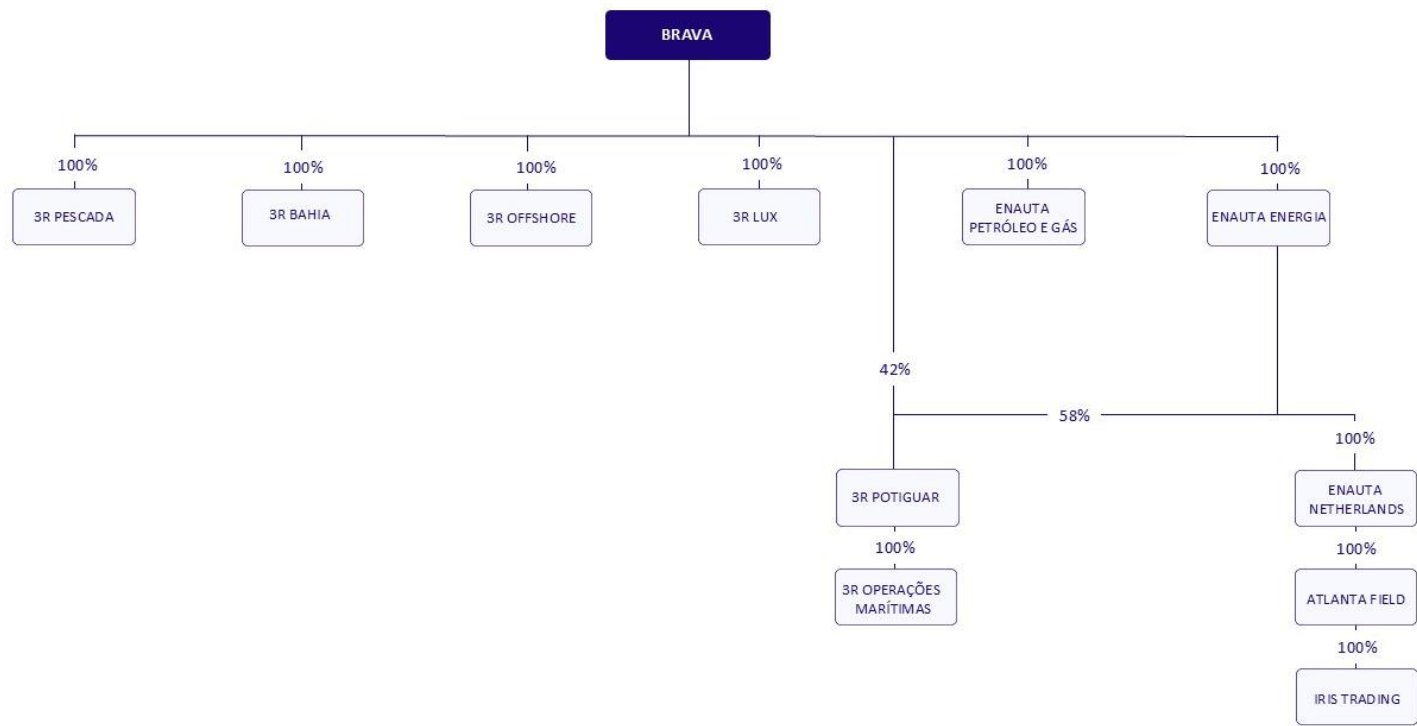
Em 16 de abril de 2025, a Enauta Energia realizou aporte de capital de R\$ 100.000 na 3R Potiguar mediante a emissão de 185.186 novas ações ordinárias, o que fez com que sua participação aumentasse para 83,51% na investida. Consequentemente, a Brava Energia passou a ter 16,48% de participação na 3R Potiguar.

Em 01 de maio de 2025, a subsidiária 3R RNCE foi incorporada pela 3R Potiguar em virtude de reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração. A 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. Uma vez que a Brava Energia possuía 100% de participação na 3R RNCE, a participação da Companhia na 3R Potiguar aumentou em virtude do aumento do patrimônio líquido da investida. Desta forma, em 30 de junho de 2025, Brava Energia possui 42% de participação da 3R Potiguar, sendo o restante pertencente à Enauta Energia 58%.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Sendo assim, a estrutura societária em 30 de junho 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 30 de junho de 2025, 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, contudo, foi publicada em 13 de junho de 2025 a Resolução ANP nº 983, de 12 de junho de 2025, e, portanto, a suspensão do contrato referente ao bloco BAR-M-387 se encerrará em 11 de setembro de 2025.

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 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).

Conforme descrito na nota 38 (eventos subsequentes), em 01 de Agosto de 2025 a Enauta Energia foi incorporada pela Brava.

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

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 Peroá 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 30 de junho 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 Cangoá, localizados em águas rasas na Bacia do Espírito 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).

Em 16 de abril de 2024 a 3R Offshore, com base no Joint Operating Agreement, exerceu o direito de cessão compulsória ("*forfeiture*") da participação indivisa de 37,5% da Nova Técnica Energy Ltda. ("NTE") no consórcio pela inadimplência financeira da NTE. Após o *forfeiture*, a NTE iniciou, em 03 de maio de 2024, um procedimento arbitral ("*Arbitragem*"). Em paralelo à Arbitragem, a NTE obteve, em 19 de julho de 2024, perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, uma decisão liminar suspendendo o processo de aprovação pela ANP da cessão de sua participação iniciada pela 3R Offshore até a decisão do Tribunal Arbitral, constituído em março de 2025.

Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas 2025**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3R Potiguar

Em 01 de maio de 2025, a 3R RNCE foi incorporada pela 3R Potiguar e, portanto, a 3R Potiguar passou a ser 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 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.

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.

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.

Adicionalmente, em julho de 2024, a 3R Potiguar adquiriu 3 blocos exploratório no 4º Ciclo de Oferta Permanente (POT-T-403, POT-T-488 e POT-T-531). O prazo de exploração destes blocos são 5 anos.

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 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

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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. Conforme descrito na nota 38 (eventos subsequentes), a partir de 01 de Agosto de 2025 com a incorporação da Enauta Energia pela Companhia, a subsidiária Enauta Netherlands passa a ser controlada direta da Brava.

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.

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.

Os ativos e passivos relacionados com esta operação foram reclassificados como mantidos para venda em dezembro de 2024, em decorrência desta negociação, vide nota explicativa 11.

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.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

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), concluído na segunda semana de julho de 2025.

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.

Alienação de ações em tesouraria detidas pela Enauta Energia S.A.

Em consonância com o artigo 244, parágrafo 5º da Lei 6.404/1976 (“Lei das S.A”), que prevê a participação recíproca quando ocorrer em virtude de uma incorporação e determina que esta participação deve ser eliminada no prazo máximo de 1 ano após o tal ato societário, a Administração aprovou operação que consiste na alienação da totalidade das ações ordinárias (9.480.932 ações) de emissão da Companhia detida pela Enauta Energia na Companhia no valor de R\$ 187.374 e em contrapartida, a Companhia efetuou contratação de instrumentos derivativos de liquidação exclusivamente financeira para operação de *total return swap* – TRS referenciada na compra de até 9.480.932 de ações ordinárias de emissão da Companhia. A alienação das ações foi realizada em ambiente de mercado organizado da B3 S.A., a preço de mercado.

Assinatura de contrato de compra e venda de infraestrutura de *midstream* de gás no Rio Grande do Norte com a Petroreconcavo S.A.

Em 05 de junho de 2025, a Companhia assinou contrato de compra e venda de ativos junto à PetroReconcavo S.A., referente à venda de 50% (i) das Unidades de Processamento e Gás Natural II e III, (ii) do gasoduto de escoamento Livramento/Guamaré e (iii) das esferas de Gás Natural Liquefeito, ativos que compõem a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural localizada no Ativo Industrial de Guamaré, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

O valor da transação é de US\$ 65 milhões, sendo 10% pagos na data de assinatura do contrato, equivalente a US\$ 6.500 mil (R\$ 36.849), 25% pagos no dia 25 de julho de 2025, equivalente a US\$ 16.250 (R\$ 91.035), mediante aprovação da transação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), 50% a ser pago no *closing* da transação, contingente à conclusão de condições precedentes e 15% restantes de forma fracionada, de acordo com etapas do processo de transferência imobiliária.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os ativos e passivos relacionados com esta operação foram reclassificados como mantidos para venda em dezembro de 2024, em decorrência desta negociação, vide nota explicativa 11.

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 Contábeis", conforme explicado a seguir.

No trimestre findo em 30 de junho de 2025, a Companhia cumpriu 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 06 de agosto 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.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

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 julho de 2025, os Estados Unidos da América assinaram uma ordem executiva que impôs tarifas sobre produtos ao Brasil. O programa estabelece tarifas de importação individualizadas no país, tomando como base uma tarifa de 50% a ser implantada a partir de agosto de 2025. Até o momento, a Companhia não espera efeitos significativos diretos sobre suas operações.

3 . Caixa e equivalentes de caixa

Em 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	15	16	304	362
Aplicações financeiras	230.956	567.213	1.009.030	2.879.026
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	80	108	297.745	292.570
	231.051	567.337	1.307.079	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 30 de junho de 2025 a rentabilidade média do caixa investido era de aproximadamente 14,99% a.a. (11,89% a.a. em 31 de dezembro 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

3.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
No exterior:					
Conta corrente / overnight (a)	US\$ (Ptax)	-	-	2.144.056	2.040.622
Time deposits (a)	US\$ (Ptax)	-	-	1.030.921	438.107
Total Return Swap – TRS (b)	US\$ (Ptax)	-	-	2.838.180	3.221.519
		-	-	6.013.157	5.700.248
Total das aplicações financeiras		-	-	6.013.157	5.700.248
Ativo circulante		-	-	3.284.607	2.478.729
Ativo não circulante		-	-	2.728.550	3.221.519

(a) Em 30 de junho 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 30 de junho de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em *overnight* e *time deposits* era de aproximadamente 4,42% a.a. (4,38% 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 30 de junho de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em *TRS* era de 9,75% a.a. (9,75% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

3.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Conta reserva (a)	488	29	576.898	414.189
Caixa restrito (b)	-	-	34.344	30.622
	488	29	611.242	444.811
Ativo circulante	488	29	34.344	30.622
Ativo não circulante	-	-	576.898	414.189

(a) Refere-se principalmente a contas *escrow*, vinculadas a empréstimos e debêntures. Além disso, o saldo contempla R\$ 189.178 referente ao *total return swap* (TRS) contratado com o Banco XP em troca da alienação das ações da Companhia, vide notas explicativas 1 e 26.

(b) Em 30 de junho de 2025, o saldo é composto pelo valor de R\$ 32.898 (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\$ 1.446 (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 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4 . Contas a receber de terceiros

	Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Petróleo bruto	315.602	76.032
Derivados de petróleo	46.143	163.596
Gás	116.460	77.599
Prestação de serviços	23.214	20.182
Total	501.419	337.409
Total mercado interno	481.736	195.914
Total mercado externo	19.683	141.495

A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 30 de junho 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 30 de junho de 2025 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 16 dias (em 31 de dezembro de 2024 o prazo médio de recebimento era de 12 dias).

5. Créditos com parceiros

	Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Créditos a receber	458.718	526.948
Total	458.718	526.948

Em 16 de abril de 2024 a 3R Offshore, com base no *Joint Operating Agreement*, exerceu o direito de cessão compulsória (“*forfeiture*”) da participação indivisa de 37,5% da Nova Tecnica Energy Ltda. (“NTE”) no consórcio pela inadimplência financeira da NTE. Após o *forfeiture*, a NTE iniciou, em 03 de maio de 2024, um procedimento arbitral (“Arbitragem”). Em paralelo à Arbitragem, a NTE obteve, em 19 de julho de 2024, perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, uma decisão liminar suspendendo o processo de aprovação pela ANP da cessão de sua participação iniciada pela 3R Offshore até a decisão do Tribunal Arbitral, constituído em março de 2025.

Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore.

Diante do acima exposto, em 30 de junho de 2025 o saldo de R\$ 458.718 (R\$ 526.948 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a valores a receber da NTE decorrentes de valores correspondentes à *cash calls* devidos e não emitidos em razão do referido procedimento arbitral, 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 30 de junho de 2025 o montante está integralmente classificado como ativo não circulante.

6 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamentos a fornecedores (a)	20	7	134.944	191.844
Outros adiantamentos	477	280	1.465	1.578
	497	287	136.409	193.422

(a) Refere-se principalmente à adiantamentos para viabilização de serviços necessários na operação do Polo Potiguar, no valor de R\$ 62.675 em 30 de junho de 2025 (R\$ 124.951 em 31 de dezembro de 2024), Polo Papa-Terra, no valor de R\$ 43.583 em 30 de junho de 2025 (R\$ 42.515 em 31 de dezembro de 2024) e nos campos de Pescada e Arabaiana, no valor de R\$ 28.101 em 30 de junho de 2025 (R\$ 17.685 em 31 de dezembro de 2024).

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

7 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Óleo bruto de petróleo (a)	-	-	152.336	177.049
Derivados de petróleo (b)	-	-	404.912	342.703
Material de uso e consumo (c)	-	-	517.869	496.730
	-	-	1.075.117	1.016.482
Circulante	-	-	950.373	940.407
Não circulante	-	-	124.744	76.075

(a) Refere-se a estoques de petróleo em: (i) Parque das Conchas referente ao estoque de petróleo relativo a 23%, no valor de R\$ 50.822 (R\$ 32.307 em 31 de dezembro de 2024); (ii) Atlanta relativo a 80%, no valor de R\$ 47.968 (R\$ 9.346 em 31 de dezembro de 2024); Papa-Terra relativo a 62,5% da produção no valor de R\$ 31.344 (R\$ 82.496 em 31 de dezembro de 2024 e (iv) 3R Potiguar no valor de R\$ 22.202 (R\$ 52.900 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.

Não foi identificada a necessidade de provisão para perda de estoques para o período findo em 30 de junho de 2025.

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 30 de junho 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.

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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	Consolidado
	30 de junho 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	70.962
Variação cambial	(301.549)
Saldo em 30 de junho de 2025	2.284.260
Circulante	127.428
Não circulante	2.156.832

9 . Impostos a recuperar

9.1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	675	6.705	314.432	317.175
	675	6.705	314.432	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	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda e contribuição social a recuperar (IRRF e CSLL)	1.003	697	30.918	43.471
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	-	69.574	80.157
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	-	6	379.134	484.387
Outros	-	2	2.566	1.617
	1.003	705	482.192	609.632
Ativo circulante	1.003	699	345.966	483.746
Ativo não circulante	-	6	136.226	125.886

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.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos diferidos sobre diferença temporária	-	-	1.761.737	2.074.561
Ativos diferidos sobre prejuízo fiscal	-	-	553.950	631.875
Total dos ativos fiscais diferidos	-	-	2.315.687	2.706.436
Passivos diferidos sobre diferença temporária	-	-	(2.024.836)	(1.651.459)
Passivo diferido sobre mais valia dos ativos nas combinações de negócios	-	-	(624.537)	(652.212)
Total dos passivos fiscais diferidos	-	-	(2.649.373)	(2.303.671)
Ativos fiscais diferidos, líquidos	-	-	553.950	1.054.977
Passivos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(887.636)	(652.212)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(333.686)	402.765

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 30 de junho 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	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
2025	191.520	700.088
2026	96.419	105.395
2027	107.038	117.178
A partir de 2028	158.973	132.316
	553.950	1.054.977

Em 30 de junho de 2025, a Companhia e suas controladas possuem créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros não contabilizados no valor de R\$ 419.431 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.

Valores reconhecidos no resultado

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Despesa com imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	-	(114.248)	(60.373)	(171.254)	(133.910)
Despesas do período corrente	-	-	-	-	(114.248)	(60.373)	(171.254)	(133.910)
Despesa com imposto de renda e contribuição social diferido	-	-	-	-	(367.255)	242.773	(735.872)	345.359
Diferenças temporárias	-	-	-	-	(253.156)	253.322	(657.947)	383.985
Prejuízo fiscal	-	-	-	-	(114.099)	(10.549)	(77.925)	(38.626)
Total do resultado com imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	(481.503)	182.400	(907.126)	211.449

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

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			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	1.049.055	(364.645)	1.878.229	(600.268)	1.530.558	(545.455)	2.785.355	(804.390)
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	(356.679)	123.979	(638.598)	204.091	(520.390)	185.455	(947.021)	273.493
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	356.679	(123.979)	638.598	(204.091)	38.887	(3.055)	39.895	(62.044)
Diferenças permanentes	(669)	49	(692)	(13)	3.832	162	6.928	(1.804)
Equivalência patrimonial	380.007	(85.190)	668.823	(124.194)	-	-	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	15.012	(57.938)	40.728	(59.785)	15.012	(61.573)	40.728	(59.785)
Constituição IR/CS diferidos anos anteriores	-	-	-	-	-	-	2.187	-
Prejuízo fiscal do período para o qual não foi constituído ativo diferido	(37.671)	19.100	(70.261)	(20.099)	(39.144)	2.184	(86.086)	(89.746)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	-	1.980	-	1.824
Incentivo fiscal - lucro da exploração (a)	-	-	-	-	40.394	-	71.253	-
Tributação sobre as bases universais ("TBU")	-	-	-	-	(8.764)	-	(41.417)	-
Diferença CIT Brasil x Holanda e Suíça	-	-	-	-	20.924	-	44.108	-
Outros	-	-	-	-	6.633	54.192	2.194	87.467
Imposto de renda e contribuição social no período	-	-	-	-	(481.503)	182.400	(907.126)	211.449
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(114.248)	(60.373)	(171.254)	(133.910)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(367.255)	242.773	(735.872)	345.359

(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 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 30 de junho de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11. Ativos classificados como mantidos para venda

	Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
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 contrato de compra e venda de ativos junto à PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo”) assinado em 5 de junho de 2025 possui valor da transação de US\$65 milhões (R\$ 402.500), sendo 10% pagos na data de assinatura do Contrato, 25% a serem pagos em até 10 dias úteis contados da aprovação da transação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), 50% no closing da transação, contingente à conclusão de condições precedentes e 15% restantes de forma fracionada, de acordo com etapas do processo de transferência imobiliária. O perímetro do contrato 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 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

12 . Investimentos

Composição dos investimentos:

Em 30 de junho de 2025, 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 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 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

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
Incorporação de controlada	-	-	-	(2.318.780)	-	2.318.780	-	-	-
Resultado equivalência patrimonial	106.676	(476)	8.512	124.352	(6.198)	137.129	1.485.687	111.001	1.966.683
Ganho alienação ações em tesouraria	-	-	-	-	-	-	20.225	-	20.225
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(13.631)	-	(326.576)	-	(340.207)
Saldo em 30 de junho de 2025	1.807.571	160.723	2.144.733	-	97.642	3.212.268	6.110.558	398.705	13.932.200

(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 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

Informações financeiras resumidas das controladas:

	31 de dezembro de 2024							
	Participação acionária direta	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	19%	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)

	30 de junho de 2025							
	Participação acionária direta	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (c)	Resultado (b)
3R Offshore	100%	1.330.665	2.619.506	1.190.130	964.676	1.795.365	12.206	106.676
3R Pescada	100%	68.991	168.424	11.435	65.257	160.723	-	(476)
3R Bahia	100%	302.667	2.641.293	203.251	595.976	2.144.733	-	8.512
3R Lux	100%	139.950	2.728.550	107.676	2.663.182	97.642	-	(6.198)
3R Potiguar	42%	910.770	5.347.098	741.957	2.417.959	3.097.952	114.316	137.571
Enauta Energia	100%	3.332.099	17.012.228	1.793.002	13.965.748	4.585.577	1.524.981	1.485.687
Enauta Petróleo e Gás	100%	349.643	1.449.593	286.994	1.113.537	398.705	-	111.001
		6.434.785	31.966.692	4.334.445	21.786.335	12.280.697	1.651.503	1.842.773

(b) Além dos montantes demonstrados no quadro, o resultado de equivalência patrimonial do período compreende ainda o resultado do período da subsidiária 3R RNCE, que foi incorporada pela 3R Potiguar em 01 de maio de 2025, no montante de R\$ 124.352, totalizando R\$ 1.967.125.

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 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	(112.009)
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios_	(83.004)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios_	28.220
Saldo em 30 de junho de 2025	1.651.503

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

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 30 de junho de 2025
Custo									
Máquinas e Equipamentos	8 - 30	25	-	-	-	25	-	-	25
Imobilizados administrativo	10 -20	9.957	3.167	(6)	-	13.118	2.650	-	15.768
Instalações	15 - 25	10.847	2.778	-	617	14.242	5.948	-	20.190
Imobilizado em andamento	-	2.171	5.018	-	(5.506)	1.683	1.967	(1.263)	2.387
		23.000	10.963	(6)	(4.889)	29.068	10.565	(1.263)	38.370
Depreciação									
Imobilizados administrativo		(2.718)	(1.931)	2	-	(4.647)	(1.192)	-	(5.839)
Máquinas e Equipamentos		(1)	(3)	-	-	(4)	(1)	-	(5)
Instalações		(450)	(371)	-	-	(821)	(307)	-	(1.128)
		(3.169)	(2.305)	2	-	(5.472)	(1.500)	-	(6.972)
Total		19.831	8.658	(4)	(4.889)	23.596	9.065	(1.263)	31.398

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Transferência	Ativos Mantidos Para Venda	Mais Valia	Ajuste de ARO	Ajuste de conversão	Em 31 de dezembro de 2024	Adição	Baixa	Transferência	Ativos Mantidos Para Venda	Mais Valia	Ajuste ARO	Ajuste de Conversão	Em 30 de junho de 2025
Custo																					
Instalações	15 - 25	525.647	12.029	13.544	-	-	(189)	175.495	(6.418)	6.258	-	-	726.366	7.827	(8)	377.022	-	-	-	-	1.111.207
Máquinas e equipamentos	15 - 30	2.104.126	26.372	30.089	(1)	-	(5.233)	369.943	(63.399)	-	-	2.473	2.464.370	13.292	(9.946)	444.550	-	-	-	(2.255)	2.910.011
Imobilizados administrativo	10 - 20	187.325	9.120	16.645	(6)	-	(2)	19.516	(187)	546	-	44	233.001	4.747	(240)	17.493	-	-	-	-	255.001
Poços	UOP	1.490.743	1.465.736	140.258	(216.771)	-	(1.216)	999.495	(4.110)	645.886	-	52.443	4.572.464	34.572	(319)	2.983.806	-	-	-	-	7.590.523
Plataformas	UOP	280.468	798.359	189.202	(3)	-	-	57.985	-	218.548	-	-	1.544.559	79.438	-	321.131	-	-	-	-	1.945.128
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	174	1.118	-	-	-	-	-	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	3.821.211	2.990.468	(819.853)	-	-	(1.629.191)	(1.174)	-	-	(1.477)	5.522.741	1.697.101	-	(4.146.646)	-	-	-	1.774	3.074.970
		7.483.421	6.743.262	3.382.352	(1.070.059)	889.778	(6.640)	(6.855)	(103.460)	889.396	689.843	104.020	18.995.058	1.839.354	(10.513)	(2.644)	(4.453)	-	307.188	(481)	21.123.509
Depreciação																					
Instalações		(13.700)	(7.673)	(21.975)	-	-	-	-	311	(318)	-	-	(43.355)	(14.182)	8	-	-	(340)	-	-	(57.869)
Máquinas e equipamentos		(115.421)	(5.140)	(121.420)	1	-	-	-	5.242	(1.534)	-	(483)	(238.755)	(69.050)	5.235	-	-	(767)	-	442	(302.895)
Imobilizados administrativo		(14.163)	(7.094)	(11.880)	2	-	-	-	11	(89)	-	(9)	(33.222)	(8.037)	199	-	-	(91)	-	-	(41.151)
Poços		(440.812)	(1.261.088)	(171.327)	264.509	-	-	-	170	(7.274)	-	(45.141)	(1.660.963)	(138.762)	-	-	-	(32.568)	-	-	(1.832.293)
Plataformas		(70.801)	(777.367)	(27.323)	3	-	-	-	-	(1.345)	-	-	(876.833)	(42.982)	-	-	-	(6.023)	-	-	(925.838)
Facilities		(433.559)	(157.803)	(5.421)	32.019	-	-	-	-	(194)	-	(37.384)	(602.342)	(2.461)	-	-	-	(870)	-	-	(605.673)
Veículos		(818)	-	(309)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.127)	(335)	-	-	-	-	-	-	(1.462)
Desmobilização do campo		(245.052)	(389.423)	(65.696)	4.995	-	-	-	-	-	-	(5.633)	(700.809)	(84.083)	-	-	-	-	-	-	(784.892)
		(1.334.326)	(2.605.588)	(425.351)	301.529	-	-	-	5.734	(10.754)	-	(88.650)	(4.157.406)	(359.892)	5.442	-	-	(40.659)	-	442	(4.552.073)
Total		6.149.095	4.137.674	2.957.001	(768.530)	889.778	(6.640)	(6.855)	(97.726)	878.642	689.843	15.370	14.837.652	1.479.462	(5.071)	(2.644)	(4.453)	(40.659)	307.188	(39)	16.571.436

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\$ 596.845, facilities para reativação de poços no valor de R\$ 438.776, campanha de perfuração de poços no valor de R\$ 318.067, juros capitalizados no montante de R\$ 195.100 referente a dívidas de infraestrutura, *workover* no valor de R\$ 140.860 e almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 7.452.

As transferências na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante o primeiro semestre de 2025 no montante de R\$ 4.146.646 referem-se principalmente à ativação dos poços e infraestrutura de Atlanta, campanhas de perfuração/intervenção e facilites relacionadas a Potiguar e Papaterra.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025**Notas Explicativas** quando indicado de outra forma**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 envolvendo a venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor da carta proposta, era de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Diante disto, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de “Ativos classificados como mantidos para venda” em dezembro de 2024, quando a Companhia identificou a intenção de venda. Como consequência, 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. Em 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou contrato de compra e venda para estas concessões, o que consumou a conclusão das negociações. Detalhes da operação estão descritos na nota explicativa 1.

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 30 de junho 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

Período de junho de 2025

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 30 de junho de 2025
Custo								
Cessão de direitos	-	777	-	-	777	-	-	777
Software e licenças	5	22.953	16.992	4.889	44.834	10.676	1.263	56.773
Marcas e Patentes	5	258	-	-	258	-	-	258
		23.988	16.992	4.889	45.869	10.676	1.263	57.808
Amortização								
Software e licenças		(3.370)	(6.135)	-	(9.505)	(4.908)	-	(14.413)
Marcas e Patentes		(255)	(2)	-	(257)	-	-	(257)
		(3.625)	(6.137)	-	(9.762)	(4.908)	-	(14.670)
Total		20.363	10.855	4.889	36.107	5.768	1.263	43.138

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

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 30 de junho 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	18.311	2.644	-	148.376
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	18.311	2.644	-	9.936.190
Amortização														
Cessão de direitos		(600.981)	(107.718)	(482.191)	22.542	-	-	12.036	(24.684)	(1.180.996)	(267.495)	-	(41.797)	(1.490.288)
Software e licenças		(8.738)	(11.032)	(18.448)	31	-	-	35	-	(38.152)	(12.564)	-	-	(50.716)
Marcas e patentes		(255)	-	(2)	-	-	-	-	-	(257)	-	-	-	(257)
		(609.974)	(118.750)	(500.641)	22.573	-	-	12.071	(24.684)	(1.219.405)	(280.059)	-	(41.797)	(1.541.261)
Total		7.021.490	790.473	(183.803)	(208.084)	(22.065)	6.855	(71.497)	1.362.461	8.695.830	(261.748)	2.644	(41.797)	8.394.929

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 envolvendo a venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor da carta proposta, era de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Diante disto, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de “Ativos classificados como mantidos para venda” em dezembro de 2024, quando a Companhia identificou a intenção de venda. Como consequência, 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 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou contrato de compra e venda para estas concessões, o que consumou a conclusão das negociações. Detalhes da operação estão descritos na nota explicativa 1.

Em 30 de junho 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 30 de

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

15 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Fornecedor nacional	11.936	14.709	1.517.778	1.919.894
Fornecedor estrangeiro	1.909	530	878.486	1.232.306
Total	13.845	15.239	2.396.264	3.152.200
Circulante	13.845	15.239	1.826.014	2.402.869
Não circulante	-	-	570.250	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\$ 750.478).

16 . Empréstimos e financiamentos

Composição:

	Controladora			
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco CEF (a)	-	17.154	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CCB - 2024 (b)	114.525	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	101.965	115.650	6,72% a.a.	Jun/2026
Total	216.490	239.574		
Circulante	141.490	49.304		
Não circulante	75.000	190.270		

	Consolidado			
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco BNB (d)	37.067	37.073	IPCA + 5,29% a.a.	Jun/2030
Banco CEF - Brava (a)	-	17.154	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CEF - 3R Offshore (e)	106.580	102.261	DI + 2,42%	Jul/2026
Banco CCB - 2024 (b)	114.525	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Banco ABC (f)	103.260	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)	101.966	115.649	6,72% a.a.	Jun/2026
Bond Notes (i)	2.835.702	3.218.577	9,75% a.a	Fev/2031
Banco ABC (j)	106.863	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)	168.038	-	6,02% a.a.	Jan/2029
HSBC (n)	192.221	-	7,06% a.a.	Jan/2027
Total bruto	3.766.222	4.362.871		
Custo de captação	(65.368)	(84.305)		
Total líquido	3.700.854	4.278.566		
Circulante	577.395	668.577		
Não circulante	3.123.459	3.609.989		

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 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	(16.667)	(521.675)
(-) Juros pagos	(5.349)	(193.452)
(+) Juros incorridos	12.855	187.766
(+) Custo de transação apropriados	-	9.755
(+/-) Variação cambial	(13.923)	(67.973)
(+/-) Ajuste de conversão	-	(371.137)
Saldo em 30 de junho de 2025	216.490	3.700.854

- (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 Potiguar), 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 semestrais, sendo a primeira em 26 de julho de 2025 e a última em 26 de julho de 2026. 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 30 de junho 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 uma única parcela em fevereiro de 2031 e juros semestrais, sendo o primeiro em 05 de agosto de 2024. 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 e os juros deverão ser pagos 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.

(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 janeiro 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 período findo em 30 de junho 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 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

17 . Debêntures

	Controladora		3R Potiguar		Enauta Energia		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho 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	45.638	31.729	13.283	25.995	-	-	58.921	57.724
Juros apropriados	498.383	335.659	151.605	503.690	63.359	18.242	713.347	857.591
Juros apropriados - swap	(176.702)	348.169	-	-	(764.034)	671.053	(940.736)	1.019.222
Juros pagos	(399.755)	(392.331)	(158.736)	(450.670)	(143.285)	-	(701.776)	(843.001)
Liquidação Principal	-	(900.000)	-	-	-	-	-	(900.000)
Atualização monetária	32.671	50.762	(353.573)	683.120	-	-	(320.902)	733.882
Variação cambial paga	-	-	-	-	(10.592)	-	(10.592)	-
Variação cambial incorrida	-	-	-	590.085	(284.160)	111.272	(284.160)	701.357
	7.291.834	7.291.599	2.687.791	3.035.212	3.199.971	4.338.683	13.179.596	14.665.494
Passivo circulante	129.091	124.405					362.924	272.863
Passivo não circulante	7.162.743	7.167.194					12.816.672	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 segundo 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:*

<i>Período</i>	<i>Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado</i>
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:*

<i>Período</i>	<i>Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado</i>
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:”

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

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 Facultativa, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures, contado na base 360

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	(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
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	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 2ª Série – 15 de dezembro de 2027
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

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 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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	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	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamento de clientes	740.590	-
	740.590	-

Em junho de 2025 a controlada Iris Trading S.A. recebeu adiantamento de clientes no montante de R\$ 402.632 (US\$ 73.440), a controlada 3R Potiguar recebeu adiantamento de clientes no montante de R\$ 267.953 (US\$ 49.102) e a controlada 3R Offshore recebeu adiantamento de clientes no montante de R\$ 70.005.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19 . Impostos a recolher

19.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	-	4.137	157.666	120.444
	-	4.137	157.666	120.444

19.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	3.258	3.852	3.364	3.954
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	35	47.485	68.955
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	1.493	3.511	16.594	23.015
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	(23)	61	18.910	22.396
Outros	162	25	3.877	1.527
	4.890	7.484	90.230	119.847
Circulante	4.890	7.484	84.122	113.739
Não circulante	-	-	6.108	6.108

20 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Aquisição Polo Peroá (a)	-	-	229.841	260.644
Aquisição Polo Papa Terra (b)	-	-	474.754	524.809
Aquisição Polo Potiguar (c)	-	-	793.738	1.289.360
Aquisição Parque das Conchas (d)	-	-	318.061	348.987
	-	-	1.816.394	2.423.800
Circulante	-	-	1.002.586	940.444
Não circulante	-	-	813.808	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 30 de junho de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá é de R\$ 229.841.

(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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 30 de junho de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Papa-Terra é de R\$ 474.754. 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 questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA, conforme notas explicativas 1 e 5.

(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 30 de junho de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar é de R\$ 793.738.

(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 30 de junho de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição de Parque das Conchas é de R\$ 318.061.

21 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Obrigações com parceiros (b)	-	-	84.618	115.461
Obrigações contratuais com vendas (c)	-	-	63.895	68.703
Obrigações com consórcio (d)	-	-	57.922	57.922
Obrigações com antigo controlador (a)	51.734	44.520	51.734	44.520
Adiantamento venda de ativos	-	-	40.329	-
Prestação de contas ao operador	-	-	25.955	18.766
Obrigações a pagar Fazenda Pinauna	-	-	15.000	15.000
Provisão de seguros a pagar	-	-	3.469	17.625
Outros	3.057	2.805	27.333	25.883
	54.791	47.325	370.255	363.880
Circulante	2.807	2.805	257.284	258.123
Não circulante	51.984	44.520	112.971	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 30 de junho de 2025 o saldo de R\$ 31.933 (R\$ 115.461 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a obrigações relacionados aos 80% de participação no Campo de Atlanta e R\$ 52.685 referente a obrigações relacionados aos 23% de participação no Campo de Parque das Conchas, conforme nota explicativa 1.

(c) Em 30 de junho de 2025 o montante de R\$ 63.895 (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.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(d) Em 30 de junho 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.

22 . Transações com partes relacionadas

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

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (a)	213.942	193.980	-	-
Dividendos a receber (b)	15.882	115.882	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (c)	68.719	151.020	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	298.543	460.882	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (a)	5.366.749	5.335.062	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	5.366.749	5.335.062	-	-
Passivo Circulante				
Contas a pagar - partes relacionadas	4.953	2.487	-	-
Dividendos a pagar (d)	14	14	14	14
Debêntures (e)	-	-	5.476	21.534
Total do passivo circulante com partes relacionadas	4.967	2.501	5.490	21.548

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2025	30 de junho de 2024	30 de junho de 2025	30 de junho de 2024
Resultado das operações no período				
Receita de juros - Debêntures Partes Relacionadas	423.671	73.697	-	-
Juros pagos sobre debentures	-	-	(864)	(2.773)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	423.671	73.697	(864)	(2.773)

(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	282.916	27/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Potiguar	7ª emissão	Brava	04/03/2024	500.000	160.939	07/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Offshore	1ª emissão	Brava	27/10/2022	212.500	31.037	14/08/2025	100% CDI + 3,8%
Enauta Energia	1ª emissão - série 1	Brava	23/12/2022	736.675	837.652	18/12/2029	IPCA + 9,8297%
Enauta Energia	1ª emissão - série 2	Brava	23/12/2022	663.325	667.598	16/12/2027	100% CDI + 4,25%
Enauta Energia	2ª emissão - série 1	Brava	29/09/2023	103.496	115.170	18/09/2029	IPCA + 7,1149%
Enauta Energia	2ª emissão - série 3	Brava	29/09/2023	996.504	1.033.893	18/09/2029	13,9662%
Enauta Energia	3ª emissão - série 1	Brava	19/06/2024	777.978	822.425	17/06/2030	IPCA + 8,0618%
Enauta Energia	3ª emissão - série 2	Brava	19/06/2024	656.073	659.062	17/06/2030	IPCA + 13,5733%
Enauta Energia	3ª emissão - série 3	Brava	19/06/2024	665.949	704.042	15/06/2034	IPCA + 8,262%
Enauta Energia	4ª emissão - série 1	Brava	24/06/2024	396.000	418.491	17/06/2030	IPCA + 8,056%
Enauta Energia	4ª emissão - série 3	Brava	24/06/2024	204.000	215.601	15/06/2034	IPCA + 8,2674%
					5.948.826		
Custo de transação					(368.135)		
Saldo líquido em aberto					5.580.691		

* Valor inclui principal e juros em aberto na data-base 30 de junho de 2025 (líquido de custos de transação).

(b) Em 30 de junho de 2025, o valor refere-se aos dividendos da controlada 3R Bahia (R\$ 15.882) relacionado ao resultado do exercício de 2024.

(c) O valor de R\$ 68.719 (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.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

(e) O saldo refere-se à 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 30 de junho de 2025, o valor em aberto desta debênture era de R\$ 5.477, 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 30 de junho de 2025 e 30 de junho de 2024 estão nos quadros a seguir:

	30 de junho de 2025	30 de junho de 2024
Remuneração e benefícios	23.472	7.313
Encargos sociais	5.228	2.919
Pagamentos baseados em ações	4.263	8.637
Total	32.963	18.869

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

Em 30 de junho de 2025, o quadro de administradores da Companhia é composto por 7 membros do Conselho de Administração (5 membros em 30 de junho de 2024) e por 5 membros da Diretoria (3 membros em 30 de junho 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	Plano de Incentivos – Programa I
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	742.509	944.261	177.609	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\$4,04

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 30 de junho de 2025, foram exercidas 8.334 opções de compra de ações da Companhia, com a integralização de R\$ 131 no capital social.

Em 30 de junho de 2025, a Companhia apresenta uma despesa no período de R\$ 1.313 com os programas de opção de compra de ações (R\$ 8.390 em 30 de junho 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.

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

Trimestre findo em 30 de junho de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Abaixo, seguem os termos e condições dos Programas:

Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Phantom outorgadas	Phantom canceladas	Phantom em aberto	Preço de Referência	Valor justo na outorga	Valor justo em 30/06/25
I	04/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	2.364.360	-	2.364.360	R\$19,72	R\$8,19	R\$5,70
I	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	5.749.000	130.000	5.619.000	R\$19,72	R\$8,63	R\$5,70
I	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	70.000	-	70.000	R\$19,72	R\$8,26	R\$5,70
II	04/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	1.614.000	-	1.614.000	R\$19,72	R\$8,19	R\$5,70
II	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	4.230.000	140.000	4.090.000	R\$19,72	R\$8,63	R\$5,70
II	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	40.000	-	40.000	R\$19,72	R\$8,26	R\$5,70

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 30 de junho de 2025, o valor justo contabilizado no período, incluindo encargos sociais, está registrado no passivo no montante de R\$ 12.590. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi efetuado pela Brava o pagamento no valor de R\$ 2.317 correspondente à totalidade das ações fantasmas em aberto, havendo o encerramento do referido do programa vigente à época.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

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	(4.893)	(45.420)	(214)	-	(1.328)	(28.879)	(1.070)	-	(2.525)	(84.329)
Atualização da provisão do abandono	10.731	5.264	2.271	12.649	7.736	57.917	2.950	4.640	18.364	122.522
Transferência passivo mantido para venda	-	(390)	-	-	-	(4.063)	-	-	-	(4.453)
Incorporação de controlada	-	(271.792)	-	-	-	271.792	-	-	-	-
Saldo em 30 de junho de 2025	260.685	-	53.477	321.231	214.552	1.575.985	142.810	157.538	942.332	3.668.610

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 junho 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 impactada 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\$ 124,4 milhões para a 3R Offshore, US\$ 95,9 milhões para a 3R Potiguar e US\$ 53,6 milhões para a 3R Bahia. 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	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Trabalhista	3.664	3.437	4.285	3.548
Cível	-	-	2.178	-
Tributário	-	-	-	11
Ambiental	-	-	10.185	-
	3.664	3.437	16.648	3.559

Em 30 de junho de 2025, a Companhia e suas controladas são objeto de ações trabalhistas, cíveis, ambientais e tributárias cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 4.031.389 (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	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Cível (a)	3.311.251	3.084.861
Trabalhista	20.022	17.417
Tributária (b)	695.743	586.019
Ambiental	36.576	37.872
Outros	82	1.308
	4.063.674	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 30 de junho de 2025 é de R\$ 1.586.799 (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**

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 junho de 2025 é de R\$ 1.643.751 (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\$ 695.743. Deste total, (i) R\$ 65.241 é relativo às discussões da Brava; (ii) R\$ 36.159 é relativo à participação em ativo operado pela Petrobras; e (iii) R\$ 591.172 é relativo à participação em ativo operado pela Shell. Além disso, o montante do passivo tributário engloba ainda o valor de R\$ 3.171 referente a causas relacionadas à incidência de tributos sobre ganhos apurados nas operações de stock option.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

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	30 de junho de 2025
Imóvel Administrativo	8.349	-	-	(3.131)	5.218	15.664	-	(3.576)	-	-	17.306
	8.349	-	-	(3.131)	5.218	15.664	-	(3.576)	-	-	17.306

	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	30 de junho de 2025
Imóvel Administrativo	11.085	61	258	-	-	(4.228)	7.176	15.664	(6.574)	-	16.266
Outros imóveis	4.105	-	-	-	-	(1.443)	2.662	-	(616)	-	2.046
Plantas e equipamentos	26.179	57.341	7.287	-	-	(13.998)	76.809	-	(3.393)	-	73.416
Embarcações	-	293.273	165.216	-	(10.233)	(224.951)	223.305	-	(106.347)	(5.085)	111.873
Aeronaves	-	-	-	-	-	-	-	58.693	(2.609)	-	56.084
FPSO - Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	-	4.178.264	-	(252.494)	-	3.925.770
	41.369	350.675	4.351.025	-	(10.233)	(244.620)	4.488.216	74.357	(372.033)	(5.085)	4.185.455

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	30 de junho de 2025
Imóvel Administrativo	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417	15.664	-	(3.644)	2.457	20.894
	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417	15.664	-	(3.644)	2.457	20.894

Circulante						3.677					3.642
Não circulante						2.740					17.252

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

	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)	Pagamentos	Variação Cambial	Juros reconhecidos no resultado	30 de junho de 2025	
Imóvel Administrativo	12.573	-	258	-	-	(5.433)	-	-	1.635	9.033	15.664	-	(3.980)	-	2.531	23.248	
Outros imóveis	4.280	-	-	-	-	(2.937)	-	-	1.732	3.075	-	-	(907)	-	206	2.374	
Plantas e equipamentos	28.460	-	7.287	-	-	(16.265)	-	-	2.284	21.766	-	1.674	(26.284)	(6.217)	3.082	(5.979)	
Embarcações	-	288.449	165.216	(43.843)	8.287	(125.592)	18.572	(7.335)	-	303.754	-	5.700	(119.153)	(24.719)	8.405	173.987	
Aeronaves	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.693	-	(2.437)	(1.127)	1.181	56.310	
FPSO Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	-	-	-	-	4.178.264	-	(89.328)	(144.405)	(493.910)	181.132	3.631.753	
	45.313	288.449	4.351.025	(43.843)	8.287	(150.227)	18.572	(7.335)	5.651	4.515.892	74.357	(81.954)	(297.166)	(525.973)	196.537	3.881.693	
										365.556						-	221.818
										4.150.336							3.659.875

(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)	30.06.2025	31.12.2024
FPSO Atlanta	10%	15	3.631.753	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	59.849	127.589	140.361	154.855	169.912	2.979.187	3.631.753

(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\$ 74.210.

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.

Em 18 de junho 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\$ 105, mediante a emissão de 6.650 ações ordinárias, por subscrição privada.

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo aproximadamente 99,5% em circulação (free floating). Em 30 de junho de 2025, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A	1.459.719	56.598.799	12,2%
Jive Investimentos Gestão de Recurso e Consultoria S.A	854.510	33.132.563	7,1%
Yellowstone	633.728	24.572.000	5,3%
Administração	63.399	2.458.215	0,5%
Ações em tesouraria	365	14.166	0,0%
Outros acionistas	8.959.972	347.411.719	74,9%
	11.971.693	464.187.462	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\$ 1.320 no período findo em 30 de junho de 2025.

Alienação de ações em tesouraria detidas pela Enauta Energia S.A.

Conforme nota explicativa 1, a Administração aprovou operação que consiste na alienação da totalidade das ações ordinárias (9.480.932 ações) de emissão da Companhia detida pela Enauta Energia na Companhia e em contrapartida, a Companhia efetuou contratação de instrumentos derivativos de liquidação exclusivamente financeira para operação de *total return swap* – TRS referenciada na compra de até 9.480.932 de ações ordinárias de emissão da Companhia. A alienação das ações foi realizada em ambiente de mercado organizado da B3 S.A., a preço de mercado. O valor recebido foi de R\$ 187.374, que gerou um ganho de R\$ 20.225 na rubrica de reserva de capital.

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

30 de junho de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor redutor de R\$ 340.207 no período findo em 30 de junho de 2025 (R\$ 36.769 em 30 de junho de 2024), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Lux, Enauta Finance, Enauta Netherlands B.V., Atlanta Field B.V. e Iris Trading. O saldo de ajuste de avaliação patrimonial em 30 de junho de 2025 é de R\$ 17.501.

Lucros/(prejuízos acumulados)

No período findo em 30 de junho de 2025 a Companhia apresentou um lucro de R\$ 1.878.229, compensando parcialmente o prejuízo acumulado existente em 31 de dezembro de 2024. O saldo de lucros acumulados em 30 de junho de 2025 é de R\$ 1.265.721.

Dividendos

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

Não houve distribuição de dividendos para os respectivos períodos intermediários, findo em 30 de junho 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.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Abr-Jun 2025
Receita de vendas, líquida	2.479.448	1.377.579	-	(714.656)	3.142.371
Custos dos produtos vendidos	(1.429.358)	(1.294.785)	-	648.110	(2.076.033)
Lucro Bruto	1.050.090	82.794	-	(66.546)	1.066.338
Despesas gerais e administrativas	(113.507)	(16.836)	(9.492)	-	(139.835)
Gastos de exploração	(15.308)	-	-	-	(15.308)
Outras despesas operacionais, líquida	(27.702)	21.091	(761)	-	(7.372)
Resultado financeiro, líquido	656.273	(4.522)	(57.857)	32.841	626.735
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	1.549.846	82.527	(68.110)	(33.705)	1.530.558
Imposto de renda corrente e diferido	(402.782)	(95.341)	-	16.620	(481.503)
Lucro líquido (prejuízo) do período	1.147.064	(12.814)	(68.110)	(17.085)	1.049.055
Acionistas controladores	1.147.064	(12.814)	(68.110)	(17.085)	1.049.055

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Abr-Jun 2024
Receita de vendas, líquida	1.764.376	1.692.846	-	(881.861)	2.575.361
Custos dos produtos vendidos	(1.068.743)	(1.655.248)	-	880.606	(1.843.385)
Lucro Bruto	695.633	37.598	-	(1.255)	731.976
Despesas gerais e administrativas	(145.851)	(9.673)	21.689	1	(133.834)
Outras despesas operacionais, líquida	(46.236)	336	27.650	-	(18.250)
Resultado financeiro, líquido	(942.114)	13.303	(196.536)	-	(1.125.347)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(438.568)	41.564	(147.197)	(1.254)	(545.455)
Imposto de renda corrente e diferido	180.686	77	-	1.637	182.400
Lucro líquido (prejuízo) do período	(257.882)	41.641	(147.197)	383	(363.055)
Acionistas controladores	(259.472)	41.641	(147.197)	383	(364.645)
Acionistas não controladores	1.590	-	-	-	1.590

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jan-Jun 2025
Receita de vendas, líquida	4.699.003	2.872.689	-	(1.555.002)	6.016.690
Custos dos produtos vendidos	(2.745.853)	(2.716.285)	-	1.442.245	(4.019.893)
Lucro Bruto	1.953.150	156.404	-	(112.757)	1.996.797
Despesas gerais e administrativas	(245.652)	(32.492)	(25.582)	-	(303.726)
Gastos de exploração	(38.543)	-	-	-	(38.543)
Outras despesas operacionais, líquida	(102.210)	21.171	(3.704)	-	(84.743)
Resultado financeiro, líquido	1.259.249	(11.532)	(67.793)	35.646	1.215.570
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	2.825.994	133.551	(97.079)	(77.111)	2.785.355
Imposto de renda corrente e diferido	(706.030)	(229.350)	-	28.254	(907.126)
Lucro líquido (prejuízo) do período	2.119.964	(95.799)	(97.079)	(48.857)	1.878.229
Acionistas controladores	2.119.964	(95.799)	(97.079)	(48.857)	1.878.229

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)	Jan-Jun 2024
Receita de vendas, líquida	3.200.733	3.084.871	-	(1.702.642)	4.582.962
Custos dos produtos vendidos	(1.861.718)	(2.992.881)	-	1.654.735	(3.199.864)
Lucro Bruto	1.339.015	91.990	-	(47.907)	1.383.098
Despesas gerais e administrativas	(201.572)	(19.176)	(49.561)	1	(270.308)
Outras despesas operacionais, líquida	(52.808)	(1.124)	27.500	-	(26.432)
Resultado financeiro, líquido	(1.530.046)	13.634	(374.336)	-	(1.890.748)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(445.411)	85.324	(396.397)	(47.906)	(804.390)
Imposto de renda corrente e diferido	208.187	77	-	3.185	211.449
Lucro líquido (prejuízo) do período	(237.224)	85.401	(396.397)	(44.721)	(592.941)
Acionistas controladores	(244.551)	85.401	(396.397)	(44.721)	(600.268)
Acionistas não controladores	7.327	-	-	-	7.327

(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	30 de junho de 2025
Imobilizado	19.810.352	1.274.787	38.370	-	21.123.509
Intangíveis	9.878.382	-	57.808	-	9.936.190
Depreciação, exaustão e amortizações	(6.102.505)	205.558	(21.642)	(174.745)	(6.093.334)
Adições ao imobilizado e intangível	1.795.288	41.136	21.241	-	1.857.665

	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 - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28 . Receita líquida

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Receita com Vendas								
Receita bruta de petróleo	-	-	-	-	1.600.131	821.959	2.856.438	1.320.910
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(59.126)	(101.923)	(115.688)	(173.279)
Receita de petróleo, líquida	-	-	-	-	1.541.005	720.036	2.740.750	1.147.631
Receita bruta de derivados	-	-	-	-	1.593.938	1.755.522	3.300.108	3.269.059
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(247.142)	(101.946)	(484.297)	(264.365)
Receita de derivados, líquida	-	-	-	-	1.346.796	1.653.576	2.815.811	3.004.694
Receita bruta de gás	-	-	-	-	276.439	203.417	498.787	440.966
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(54.170)	(42.789)	(101.287)	(92.387)
Receita de gás, líquida	-	-	-	-	222.269	160.628	397.500	348.579
Receita com prestação de serviços								
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	-	-	36.626	46.333	71.124	92.545
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	-	-	(4.325)	(5.212)	(8.495)	(10.487)
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	-	-	32.301	41.121	62.629	82.058
Receita líquida total	-	-	-	-	3.142.371	2.575.361	6.016.690	4.582.962

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 Manati, 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 30 de junho de 2025 a receita líquida da Companhia, quando comparada aos valores registrados em 30 de junho 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.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

29 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Custos de operação	-	-	-	-	(1.130.216)	(1.181.474)	(2.170.797)	(2.009.158)
Ocupação e retenção de área	-	-	-	-	(18.116)	(10.498)	(43.495)	(37.096)
Royalty - petróleo e gás	-	-	-	-	(186.124)	(159.545)	(371.567)	(266.473)
Depreciação e amortização	-	-	-	-	(534.116)	(252.694)	(981.473)	(461.067)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	-	-	(46.918)	(33.860)	(81.786)	(68.618)
Licenciamento e gastos ambientais	-	-	-	-	(53.614)	(85.253)	(111.931)	(121.362)
Gasto de pessoal	-	-	-	-	(49.942)	(40.216)	(99.975)	(71.650)
Processamento e transporte de gás	-	-	-	-	(38.423)	(58.162)	(123.052)	(121.127)
Outros	-	-	-	-	(18.564)	(21.683)	(35.817)	(43.313)
	-	-	-	-	(2.076.033)	(1.843.385)	(4.019.893)	(3.199.864)

Em 30 de junho de 2025 o custo dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em 30 de junho 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			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Gastos com pessoal (a)	696	19.400	(994)	(24.055)	(75.524)	(54.255)	(158.858)	(106.230)
Serviços prestados por terceiros	(5.894)	12.659	(2.182)	7.826	(32.596)	(27.660)	(78.767)	(55.097)
Depreciação e amortização	(4.400)	(2.687)	(9.984)	(5.199)	(14.925)	(10.003)	(29.622)	(19.737)
Provisão para pagamento baseado em ações (a)	(2.878)	(4.029)	(6.445)	(11.765)	(4.085)	(4.029)	(8.632)	(11.765)
Provisão (reversão) de contingências	(119)	141	(227)	-	(249)	144	(736)	-
Manutenção e suporte de software e hardware	4.712	(6.268)	(685)	(12.967)	(9.970)	(12.517)	(23.517)	(26.290)
Outras despesas	(8)	4.118	(1.159)	(1.405)	(2.486)	(25.514)	(3.594)	(51.189)
	(7.891)	23.334	(21.676)	(47.565)	(139.835)	(133.834)	(303.726)	(270.308)

(a) Em 30 de junho 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.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 30 de junho de 2025 as despesas gerais e administrativas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 30 de junho 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			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Aquisição / processamento de sísmica	-	-	-	-	(11.612)	-	(29.171)	-
Gastos de gerenciamento de projetos	-	-	-	-	(810)	-	(2.524)	-
Gastos com geologia e geofísica	-	-	-	-	(881)	-	(1.650)	-
Participações governamentais	-	-	-	-	(1.988)	-	(4.285)	-
Outros	-	-	-	-	(17)	-	(913)	-
	-	-	-	-	(15.308)	-	(38.543)	-

32 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora				Consolidado		Consolidado	
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Remensuração na provisão de abandono (a)	-	-	-	-	-	13.008	(1.442)	13.008
Abandono petrojarl (b)	-	-	-	-	(17.394)	-	(92.310)	-
Despesas earn-out - antigo controlador (c)	(760)	27.501	(3.704)	27.501	(761)	27.501	(3.704)	27.501
Despesas com transição de ativos	-	-	-	-	(14)	(110)	(77)	(600)
Despesas com aquisição de dados e parcerias	-	-	-	-	-	-	-	(4.136)
Despesas com sonda em stand by	-	-	-	-	-	(47.890)	-	(47.890)
Outras receitas / despesas	-	148	-	-	10.797	(10.759)	12.790	(14.315)
	(760)	27.649	(3.704)	27.501	(7.372)	(18.250)	(84.743)	(26.432)

- (a) Valor decorrente da remensuração da provisão de abandono do campo de Pescada.
- (b) Gastos incorridos na desmobilização do FPSO Petrojarl que não estavam previstos na provisão de abandono do ativo.
- (c) 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 - ITR 30 de junho de 2025

Notas Explicativas
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

33 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Receitas financeiras								
Rendimento de aplicação financeira	8.137	6.699	17.523	26.124	137.229	80.305	259.115	173.599
PIS/COFINS sobre receita financeira	(2.311)	(2.307)	(4.647)	(4.654)	(7.332)	(4.185)	(14.407)	(7.323)
Atualização monetária – Debêntures	433	-	433	-	176.483	-	389.633	-
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	201.617	42.852	423.671	73.697	-	-	-	-
Ajuste a valor presente	-	-	-	1.176	(1.914)	51.965	-	53.141
Variação cambial ativa líquida (a)	8.265	(15)	15.034	(15)	415.228	35.665	1.061.590	39.970
Ganhos com operações de hedge (b)	144.814	-	228.133	-	728.868	40.032	1.276.488	58.794
Receita com Juros - Yinson	-	-	-	-	35.434	-	70.962	-
Receita com Juros - Debêntures	21.195	-	42.101	-	-	-	-	-
Outras receitas financeiras	54	68	93	261	12.277	4.681	24.697	7.670
	382.204	47.297	722.341	96.589	1.496.273	208.463	3.068.078	325.851
Despesas financeiras								
Incremento de abandono	-	-	-	-	(62.921)	(31.199)	(122.522)	(62.022)
Juros – Arrendamento	(589)	(290)	(2.457)	(606)	(193.705)	(1.858)	(196.537)	(3.288)
Juros – Debêntures	(240.329)	(155.805)	(498.383)	(218.261)	(249.779)	(257.754)	(540.265)	(442.246)
Juros – Empréstimos	(6.878)	(2.539)	(12.855)	(6.175)	(91.166)	(75.826)	(187.766)	(148.516)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	(530)	-	(334)	(1.536)	(864)	(2.773)
SWAP taxa de Juros (c)	(81.531)	-	(81.531)	-	(91.528)	-	(91.528)	(3.060)
Atualização monetária – Debêntures	(11.937)	(11.046)	(32.671)	(29.181)	(42.743)	(586.162)	(68.731)	(757.057)
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	-	-	-	(103)	(13.733)	(39.266)	(52.462)	(88.115)
Perdas com operação de hedge (b)	-	-	(31.214)	-	11.382	(35.836)	(221.114)	(172.338)
Perda de rendimento na aplicação financeira	-	-	-	-	-	-	-	(1.401)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	-	(18.362)	-	(18.362)
Ajuste a valor presente	670	(33.791)	(3.509)	(33.791)	89.970	(33.791)	(43.052)	(48.429)
Variação cambial passiva líquida (a)	(2.799)	(3.479)	(1.165)	(4.536)	(33.356)	(200.297)	(55.141)	(265.698)
Custos de transação apropriados - Debêntures	(22.964)	(1.783)	(45.638)	(14.012)	(19.844)	(7.684)	(36.903)	(26.724)
Custos de transação apropriados - Empréstimos	-	-	-	-	(2.213)	(2.106)	(9.755)	(124.447)
Outras despesas financeiras	(75.806)	(3.633)	(75.904)	(4.850)	(169.568)	(42.133)	(225.868)	(52.123)
	(442.163)	(212.366)	(785.857)	(311.515)	(869.538)	(1.333.810)	(1.852.508)	(2.216.599)
Resultado financeiro líquido	(59.959)	(165.069)	(63.516)	(214.926)	626.735	(1.125.347)	1.215.570	(1.890.748)

(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\$ 64,56 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 84,43 por barril para as *calls* (3R Bahia), um piso de US\$ 61,13 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 83,52 por barril para as *calls* (3R Potiguar), e um

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

piso de US\$ 61,32 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 72,63 por barril para as *calls* (Enauta Energia); 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).

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.

Lucro básico por ação	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Lucro / (prejuízo) do período	1.049.055	(364.645)	1.878.229	(600.268)	1.049.055	(364.645)	1.878.229	(600.268)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	464.181.096	240.370.741	464.181.096	240.370.741	464.181.096	240.370.741	464.181.096	240.370.741
Resultado líquido básico por ação – R\$	2,26	(1,52)	4,05	(2,50)	2,26	(1,52)	4,05	(2,50)

Lucro diluído por ação	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024	Abr-Jun 2025	Abr-Jun 2024	Jan-Jun 2025	Jan-Jun 2024
Lucro / (prejuízo) do período	1.049.055	(364.645)	1.878.229	(600.268)	1.049.055	(364.645)	1.878.229	(600.268)
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	466.545.456	244.524.270	466.545.456	244.524.270	466.545.456	244.524.570	466.545.456	244.524.570
Quantidade de ações diluidoras	2.364.360	4.153.829	2.364.360	4.153.829	2.364.360	4.153.829	2.364.360	3.949.743
Resultado líquido diluído por ação – R\$	2,25	(1,49)	4,03	(2,45)	2,25	(1,49)	4,03	(2,45)

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 dívida:

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 (RRRP13) 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 (nota explicativa 17).

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 (ENAT11): 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\$ 559.873 (nota explicativa 17).
- Primeira e terceira séries da segunda emissão de debêntures (ENAT12 e ENAT32): conversão de 100% da dívida inicial contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 7,1149% a.a. e taxa de juros pré-fixados em 13,9662%, respectivamente, por uma dívida em dólar com taxa média préfixada de 7,50% a.a. para a 1ª série e 7,83% a.a. para a 3ª série, respectivamente. Valor nominal contratado de R\$ 1.100.000 (nota explicativa 17).
- Terceira emissão de debêntures (ENAT13, ENAT23 e ENAT33): 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., respectivamente, 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. Valor nominal contratado de R\$ 2.100.000 (nota explicativa 17).
- Quarta emissão de debentures (ENAT14 e ENAT24): 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., respectivamente, 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. Valor nominal contratado de R\$ 600.000 (nota explicativa 17).

Swap ações da Companhia:

Em 5 de junho de 2025, a Companhia contratou um *total return swap* ("TRS") referenciado ao preço médio de R\$ 19,78 por ação na ponta ativa, totalizando o montante de R\$ 187.374 corrigido por CDI + 0,5% a.a. com vencimento de 18 meses na ponta passiva. A transação envolveu 9.480.932 de ações ordinárias de emissão da Companhia alienadas nesta data, conforme notas explicativas 1 e 26.

NDF:

A Companhia contrata, através das controladas, 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 12 meses. Foram obtidos através destes instrumentos financeiros um preço médio de US\$ 70,37 por barril (3R Potiguar), um preço médio de US\$ 72,73 por barril (3R Petroleum Offshore) e um preço médio de US\$ 72,45 por barril (Enauta Energia).

A Companhia também adota a contratação de *Non-Deliverable Forward* ("NDF") e *Collars* de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (hedge). O valor total contratado foi de US\$ 50 milhões como parte de sua estratégia de dolarização do caixa através de sua controlada Enauta Energia. Foi contratado neste instrumento a opção de comprar dólar na cotação de R\$ 5,556/ dólar.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Collar:

A Companhia contrata Collar de brent para proteger parte de sua produção dos próximos 12 meses. Foi obtido um piso de US\$ 64,56 por barril para as puts e um teto de US\$ 84,43 por barril para as calls (3R Bahia), um piso de US\$ 61,13 por barril para as puts e um teto de US\$ 83,52 por barril para as calls (3R Potiguar) e um piso de US\$ 61,32 por barril para as puts e um teto de US\$ 72,63 por barril para as calls (Enauta Energia).

Em 30 de junho de 2025 os contratos de NDF e collar oferecem cobertura para 10.449 mil barris (5.014 mil em 31 de dezembro de 2024) que se espera que sejam vendidos nos próximos 12 meses.

Instrumento	Quantidade em milhares de barris		Valor justo registrado em	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
NDFs brent	953	192	21.695	(283)
Collars brent	9.496	4.822	91.815	27.242
Swap ações tesouraria	-	-	(25.617)	-
Total	10.449	5.014	87.893	26.959
Ativo circulante	-	-	139.900	67.899
Ativo não circulante	-	-	1.610	35.607
Passivo circulante	-	-	(22.626)	(22.627)
Passivo não circulante	-	-	(25.617)	(23.638)

Em 30 de junho 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 Offshore

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	74.000	-	2025	29.372	-	(27.598)	-	1.774	-

3R Bahia

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho 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	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	703.000	-	2025-2026	269.968	-	(255.822)	-	14.146	-

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3R RNCE

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	-	187.000	2025-2026	-	83.922	-	(84.412)	-	(490)

Devido à incorporação da 3R RNCE pela 3R Potiguar em 01 de maio de 2025, o saldo que a 3R RNCE possuía de NDF nesta data foi transferido para a 3R Potiguar. Portanto, está apresentado aqui apenas o saldo em 31 de dezembro de 2024.

Enauta Energia

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF	176.000	-	2024 - 2025	69.589	-	(63.814)	-	5.775	-

3R Offshore

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	-	-	2025	-	-

3R Bahia

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	1.337.500	1.342.750	2024-2026	23.906	12.835

3R Potiguar

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	2.758.500	775.000	2024-2026	35.297	3.681

3R RNCE

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	-	2.704.250	2024-2025	-	10.726

Devido à incorporação da 3R RNCE pela 3R Potiguar em 01 de maio de 2025, o saldo que a 3R RNCE possuía de *collar*

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

nesta data foi transferido para a 3R Potiguar. Portanto, está apresentado aqui apenas o saldo em 31 de dezembro de 2024.

Em 30 de junho 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*).

Enauta Energia

Instrumento	Quantidade (barris)		Posição líquida ao valor justo		
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	Vigência	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar	5.399.998	-	2025-2026	32.612	-

Em 30 de junho 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 30/06/2025 (R\$/mil)	Cotação do dólar de Compra - US\$ 31 de dezembro de 2024	Cotação do dólar em 30/06/2025	Posição líquida a receber – R\$ mil
Enauta Energia	NDF brent	(4.519)		5,457	(4.945)

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	6,105	6,192	18.417
Brava	US\$ 80.000	8.348	6,105	6,192	7.008

Os contratos possuem vencimentos em 30 de julho de 2025.

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 (R1) (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).

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	
		30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	231.051	567.337	1.307.079	3.171.958
Aplicações financeiras	-	-	-	6.013.157	5.700.248
Caixa restrito	-	488	29	611.242	444.811
Contas a receber de terceiros	-	-	-	501.419	337.409
Créditos a receber – Yinson	-	-	-	2.284.260	2.488.533
Contas a receber com partes relacionadas	-	68.719	151.020	-	-
Debêntures - partes relacionadas	-	5.580.691	5.529.042	-	-
		5.880.949	6.247.428	10.717.157	12.142.959
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	13.845	15.239	2.396.264	3.152.200
Empréstimos e financiamentos	-	216.490	239.574	3.700.854	4.278.566
Debêntures	-	7.291.834	7.291.599	13.179.596	14.665.494
Antecipação de recebíveis futuros	-	-	-	740.590	-
Debêntures - partes relacionadas		-	-	5.476	21.534
Contas a pagar - partes relacionadas	-	4.953	2.487	-	-
Arrendamentos		20.894	6.417	3.881.693	4.515.892
Outras obrigações	-	54.791	47.325	370.255	363.880
		7.602.807	7.602.641	24.274.728	26.997.566
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	-	8.348	141.510	103.506
		-	8.348	141.510	103.506
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	-	-	48.243	46.265
Valores a pagar por aquisições	2	-	-	1.816.394	2.423.800
		-	-	1.864.637	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 30 de junho de 2025, o valor justo das debêntures é de R\$ 13.050.924 avaliado em nível 2 (R\$ 13.624.599 em 31 de dezembro de 2024), do *bond notes* é de R\$ 2.779.465 avaliado em nível 2 (R\$ 3.204.546 em 31 de dezembro de 2024) e da aplicação financeira TRS é de R\$ 2.779.465 (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 de caixa e/ou dificuldade de converter ativos em caixa que pode comprometer a capacidade da 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 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	-

30 de junho de 2025					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	13.845	13.845	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	216.490	141.490	205.306	-	-
Debêntures	7.291.834	129.091	4.517.406	5.114.396	2.496.565
Arrendamentos	20.894	3.642	21.752	-	-
Outras obrigações	54.791	2.807	-	83.434	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	2.396.264	1.826.014	570.250	-	-
Empréstimos e Financiamentos	3.700.854	577.395	1.577.022	589.764	2.861.567
Debêntures	13.179.596	362.924	11.341.297	5.114.396	2.496.565
Arrendamentos	3.881.693	3.659.875	2.973.075	291	-
Derivativos	48.243	22.626	25.617	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.816.394	1.002.586	905.807	-	-
Outras obrigações	370.255	257.284	29.537	83.434	-

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

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente ao risco de contraparte das disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber e instrumentos financeiros 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*. Para minimizar os riscos de crédito de instrumentos derivativos, a Companhia e suas controladas mantêm relacionamento com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre A+/A1 e AAA pela *Standard & Poor's*, *Fitch* e *Moody's*.

No segmento de *upstream* 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 and 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.

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.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 30 de junho 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	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

Em 30 de junho de 2025			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	311.708	372.308	432.057
IPCA	536.665	616.784	696.997
SOFR / LIBOR	96.179	110.079	124.486
Total	944.552	1.099.171	1.253.540

(*) 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 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	
	30 de junho de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	297.745	292.570
Aplicações financeiras	6.013.157	5.700.248
Contas a receber de terceiros	19.683	141.495
Caixa restrito	313.759	414.189
Créditos a receber - Yinson	2.284.260	2.488.533
Derivativos	141.510	103.506
Passivos		
Fornecedores	(878.486)	(1.232.306)
Empréstimos e financiamentos	(3.404.790)	(3.745.819)
Debêntures	(7.291.834)	(1.303.471)
Derivativos	(48.243)	(46.265)
Passivo de arrendamento	(3.631.753)	(4.178.264)
Valores a pagar por aquisições	(1.816.394)	(2.423.800)
Total da exposição cambial líquida	(8.001.386)	(3.789.384)

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	Consolidado				
	Risco	30 de junho de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	297.745	310.998	279.898	248.798
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	6.013.157	6.280.808	5.652.727	5.024.646
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	313.759	327.725	294.953	262.180
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	19.683	20.559	18.503	16.447
Créditos a receber - Yinson	Desvalorização do dólar	2.284.260	2.385.935	2.147.342	1.908.748
Derivativos	Desvalorização do dólar	141.510	147.809	133.028	118.247

Passivo	Risco	30 de junho de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(878.486)	(917.588)	(1.009.347)	(1.101.106)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.404.790)	(3.556.340)	(3.911.974)	(4.267.608)
Debêntures	Valorização do dólar	(7.291.834)	(7.616.400)	(8.378.040)	(9.139.681)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.816.394)	(1.897.243)	(2.086.967)	(2.276.693)
Derivativos	Valorização do dólar	(48.243)	(50.390)	(55.429)	(60.469)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(3.631.753)	(3.793.405)	(4.172.746)	(4.552.086)

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 27 de junho de 2025 referente às expectativas de mercado para o período findo em 30 de junho de 2025 (US\$ 1/R\$ 5,46). 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.

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)

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.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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\$ 65,56 para 2025 e US\$ 64,63 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	30 de junho de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do brent	141.510	2.836	3.119	3.403
Total da exposição líquida		141.510	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 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a receita total da 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 30 de junho de 2025:

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 tem um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los contratando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. 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 30 de junho 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	3.172.908.295	-
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 de Riscos de Petróleo – Operacional	-	895.000.000

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

38 . Eventos subsequentes**Emissão de debêntures da Brava**

Em 9 de julho de 2025, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única. No âmbito da oferta serão emitidas até três bilhões de debêntures simples, com valor nominal unitário de R\$ 1,00 (um real). A oferta foi coordenada pelo Banco Bradesco BBI S.A. sob regime de garantia firme para o montante equivalente em reais a US\$ 500.000 mil (equivalentes a R\$ 2.786.850). As debêntures terão prazo de vencimento de cinco anos a partir da data de sua emissão, com amortizações anuais iguais a partir do terceiro ano. Em conjunto com a oferta, a Companhia contratou instrumentos derivativos ("swaps") junto ao Banco Bradesco S.A., com o objetivo de mitigar eventuais efeitos relacionados à exposição cambial, que resultarão em um custo dolarizado de 8,7% a.a. para a emissão.

Pré pagamento debênture 3R Potiguar (BTG)

Em 21 de julho de 2025, a Companhia realizou o pré-pagamento da 4ª emissão de debêntures da 3R Potiguar (BTG) no valor R\$ 2.883.161 com os recursos obtidos na 9ª emissão de debêntures da Brava, divulgado acima.

Antecipação de créditos a receber com a Yinson

Em 23 de julho de 2025, a Companhia assinou o *head of terms* não vinculante com condições precedentes para assinatura do contrato de definitivo de venda do recebível junto a Yinson.

Em 06 de agosto de 2025, foi liquidado pela Yinson de forma integral e antecipada, os recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia ao projeto de adaptação do FPSO Atlanta.

A transação contempla o recebimento de US\$ 260 milhões, sendo US\$ 4,5 milhões recebidos em 08 julho de 2025 e US\$ 255,5 milhões em 06 de agosto de 2025, além dos juros incorridos até o momento. O principal objetivo da transação é a otimização da estrutura de capital da Companhia, por meio da redução da alavancagem e contribuição à geração de caixa.

Resgate antecipado de debêntures da Brava (ENAT21)

Em 28 de julho de 2025, a Companhia efetuou resgate antecipado da 2ª série referente a 1ª emissão de debêntures da Enauta Participações, sucedida pela Brava Energia (ENAT21), pelo valor total de R\$ 699.947.

Acordo de individualização da produção do pré-sal de Jubarte pela ANP

Em 18 de julho de 2025, foi aprovado pela ANP, o Acordo de Individualização de Produção ("AIP") da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte, localizada na Bacia de Campos. A jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte compreende: (i) área do Campo de Jubarte (BC-60) com 97,25 %, (ii) áreas não contratadas (União, representada pela PPSA) com 1,89%; e (iii) área do Campo de Argonauta (BC-10 | Parque das Conchas) com 0,86%. A Companhia detém 23% de participação na concessão de BC-10, que corresponde a 0,198% do campo.

Com a aprovação, o AIP estará efetivo a partir de 01 de agosto de 2025. As partes envolvidas ainda estão negociando o acerto financeiro relativo aos volumes produzidos até a data da efetividade do AIP.

Reorganização societária - Incorporação Enauta Energia

A Companhia vem implementando uma reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, que tem como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, conseqüentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Como resultado da reorganização societária, em 01 de agosto de 2025, a subsidiária Enauta Energia foi incorporada pela Brava.

Transações de capital intercompanhias do grupo

Em 04 de agosto de 2025, a subsidiária Atlanta Field teve seu capital reduzido no montante de R\$ 2.284.260, correspondente ao saldo do recebível com a Yinson. Em contrapartida, foi realizado uma redução no investimento da Atlanta Field na Enauta Netherlands no mesmo valor. Subsequentemente, a empresa Enauta Netherlands promoveu uma redução de capital no valor de R\$ 2.284.260, a qual resultou uma redução do investimento da Enauta Netherlands na Brava. Essas transações são parte integrante da reorganização societária da Brava.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Decisão preliminar Arbitragem NTE

Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore.

Notas Explicativas

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

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

Mauro Braz Rocha
Gerente Executivo de Controladoria
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 30 de junho de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e seis meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis 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, conseqüentemente, 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 conclusão sobre as informações trimestrais do período findo em 30 de junho 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 seis meses findo em 30 de junho 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 e seis meses findo em 30 de junho de 2024, apresentadas para fins de comparação, foram revisadas por outro auditor independente que emitiu relatório de revisão em 30 de julho de 2024, sem modificação, sobre essas informações financeiras intermediárias.

Rio de Janeiro, 06 de agosto de 2025.

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

Ricardo Gomes Leite
Contador 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 30 de junho 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 30 de junho 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, 06 de agosto 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 30 de junho 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 30 de junho de 2025, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas informações trimestrais - ITR pelo Conselho de Administração da Companhia.

Rio de Janeiro, 6 de agosto de 2025.

MATEUS TESSLER ROCHA

Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Conselho de Administração

HARLEY LORENTZ SCADOELLI

Membro do Comitê de Auditoria

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 30 de junho 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 30 de junho 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 30 de junho 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 inexistia 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, 06 de agosto de 2025.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavallo 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 30 de junho 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 30 de junho 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 30 de junho 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, 06 de agosto de 2025.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavallo 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