

Índice

Dados da Empresa

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

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	5
Demonstração do Resultado Abrangente	6
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	7

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025	9
DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024	10
Demonstração de Valor Adicionado	11

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	12
Balanço Patrimonial Passivo	13
Demonstração do Resultado	15
Demonstração do Resultado Abrangente	16
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	17

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025	19
DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024	20
Demonstração de Valor Adicionado	21

Comentário do Desempenho	22
--------------------------	----

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

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Com Ressalva	122
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	124
Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não)	125
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	126
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	128

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2025
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	464.557.268
Preferenciais	0
Total	464.557.268
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 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	32.195.314	18.362.083
1.01	Ativo Circulante	3.864.697	1.046.603
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	556.029	567.337
1.01.02	Aplicações Financeiras	2.121.851	0
1.01.02.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	2.121.851	0
1.01.03	Contas a Receber	581.534	345.000
1.01.03.01	Clientes	67.769	0
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	513.765	345.000
1.01.03.02.01	Contas a receber com partes relacionadas	513.765	345.000
1.01.04	Estoques	162.340	0
1.01.06	Tributos a Recuperar	371.911	7.404
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	371.911	7.404
1.01.07	Despesas Antecipadas	7.351	2.311
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	63.681	124.551
1.01.08.03	Outros	63.681	124.551
1.01.08.03.01	Adiantamentos	1.033	287
1.01.08.03.03	Outros Ativos	22.219	5
1.01.08.03.04	Dividendos a receber	0	115.882
1.01.08.03.05	Caixa restrito	396	29
1.01.08.03.06	Derivativos	40.033	8.348
1.02	Ativo Não Circulante	28.330.617	17.315.480
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.434.500	5.340.662
1.02.01.04	Contas a Receber	412.295	5.335.062
1.02.01.04.02	Outras Contas a Receber	412.295	5.335.062
1.02.01.08	Despesas Antecipadas	2.066	132
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	1.020.139	5.468
1.02.01.10.03	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	712.231	6
1.02.01.10.04	Depósitos judiciais	5.627	5.462
1.02.01.10.05	Outros ativos	6.411	0
1.02.01.10.06	Caixa restrito	295.870	0
1.02.02	Investimentos	15.398.923	11.909.897
1.02.02.01	Participações Societárias	15.398.923	11.909.897
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	15.398.923	11.909.897
1.02.03	Imobilizado	5.628.505	23.596
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	5.628.505	23.596
1.02.03.01.01	Imobilizado	5.628.505	23.596
1.02.04	Intangível	5.868.689	41.325
1.02.04.01	Intangíveis	5.868.689	41.325
1.02.04.01.02	Intangível	1.880.133	36.107
1.02.04.01.03	Direito de Uso	3.988.556	5.218

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	32.195.314	18.362.083
2.01	Passivo Circulante	1.489.147	262.852
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	84.429	53.300
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	84.429	53.300
2.01.02	Fornecedores	389.413	15.239
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	389.413	15.239
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	601.808	173.709
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	184.716	49.304
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	184.716	49.304
2.01.04.02	Debêntures	417.092	124.405
2.01.05	Outras Obrigações	413.497	20.604
2.01.05.02	Outros	413.497	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	9.444	0
2.01.05.02.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	9.935	11.621
2.01.05.02.05	Provisão para pagamento de Royalties	28.410	0
2.01.05.02.06	Arrendamentos mercantis	211.120	3.677
2.01.05.02.07	Outras obrigações	80.100	2.805
2.01.05.02.08	Contas a pagas - Partes relacionadas	62.229	2.487
2.01.05.02.10	Derivativos	12.245	0
2.02	Passivo Não Circulante	18.302.699	7.408.161
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	12.429.205	7.357.464
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	351.587	190.270
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	351.587	190.270
2.02.01.02	Debêntures	12.077.618	7.167.194
2.02.02	Outras Obrigações	4.397.007	47.260
2.02.02.02	Outros	4.397.007	47.260
2.02.02.02.01	Obrigações por Pagamentos Baseados em Ações	27.179	0
2.02.02.02.03	Fornecedores	727.932	0
2.02.02.02.04	Arrendamentos mercantis	3.511.392	2.740
2.02.02.02.05	Outras obrigações	124.396	44.520
2.02.02.02.07	Outros impostos a recolher	6.108	0
2.02.03	Tributos Diferidos	1.149.206	0
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.149.206	0
2.02.04	Provisões	327.281	3.437
2.02.04.02	Outras Provisões	327.281	3.437
2.02.04.02.04	Provisão para contingências	14.872	3.437
2.02.04.02.06	Provisão para abandono	312.409	0
2.03	Patrimônio Líquido	12.403.468	10.691.070
2.03.01	Capital Social Realizado	11.977.517	11.971.561
2.03.02	Reservas de Capital	-960.468	-667.983
2.03.02.07	Ajuste acumulado de conversão	42.889	357.708
2.03.02.08	Reserva de capital	-1.003.357	-1.025.691
2.03.04	Reservas de Lucros	571.972	19.487

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2.03.04.01	Reserva Legal	42.866	19.487
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	529.106	0
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	814.447	-631.995

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	534.911	534.911	0	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-293.141	-293.141	0	0
3.03	Resultado Bruto	241.770	241.770	0	0
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-224.429	1.717.316	825.338	439.996
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-18.317	-39.993	-60.563	-108.128
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	-13.425	-13.425	0	0
3.04.04.01	Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	-13.425	-13.425	0	0
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-43.319	-47.023	-842	26.659
3.04.05.03	Outras receitas / despesas	-43.319	-47.023	-842	26.659
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-149.368	1.817.757	886.743	521.465
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	17.341	1.959.086	825.338	439.996
3.06	Resultado Financeiro	-501.772	-565.288	-106.613	-321.539
3.06.01	Receitas Financeiras	731.427	1.453.768	41.782	138.371
3.06.02	Despesas Financeiras	-1.233.199	-2.019.056	-148.395	-459.910
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-484.431	1.393.798	718.725	118.457
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	605.129	605.129	0	0
3.08.02	Diferido	605.129	605.129	0	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	120.698	1.998.927	718.725	118.457
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	120.698	1.998.927	718.725	118.457
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,26	4,31	2,47	0,41
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,26	4,28	2,47	0,41

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
4.01	Lucro Líquido do Período	120.698	1.998.927	718.725	118.457
4.02	Outros Resultados Abrangentes	25.388	-314.819	-56.604	-45.611
4.02.01	Ajuste acumulado de conversão	25.388	-314.819	-56.604	-45.611
4.03	Resultado Abrangente do Período	146.086	1.684.108	662.121	72.846

DFs Individuais / 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 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	53.145	-263.713
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	171.261	-114.950
6.01.01.01	Lucro líquido do período	1.998.927	118.457
6.01.01.02	Equivalência patrimonial	-1.817.757	-521.465
6.01.01.03	Resultado de aplicações financeiras	-34.493	-22.799
6.01.01.04	Atualização da provisão para abandono	5.328	0
6.01.01.05	Juros de dívida	424.515	176.295
6.01.01.06	Ajuste a valor presente	-29.514	29.044
6.01.01.07	Derivativos não realizados	-10.160	194.974
6.01.01.08	Variação cambial não realizada	-437.732	2.410
6.01.01.09	Provisões para contingências constituídas / (revertidas) e Atualização de depósitos judiciais	6.704	-42
6.01.01.10	Baixa de imobilizado e intangível	0	4
6.01.01.11	Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	38.582	35.238
6.01.01.12	Atualização earn-out antigo controlador	51.217	-27.501
6.01.01.13	Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	-573.802	-114.391
6.01.01.14	Depreciação do imobilizado, direito de uso e Amortização do intangível	202.230	8.206
6.01.01.15	Imposto de renda e contribuição social diferidos	-605.129	0
6.01.01.16	Apropriação de seguro resultado financeiro	1.397	0
6.01.01.17	Despesas antecipadas apropriadas no período	6.733	6.906
6.01.01.18	Custos apropriados – debêntures e empréstimos	86.116	15.780
6.01.01.19	Transações com pagamentos baseados em ações	8.748	-16.066
6.01.01.20	Baixa do recebível Yinson	849.351	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-118.116	-148.763
6.01.02.01	Imposto de renda e contribuição social a recuperar	3.605	-7.811
6.01.02.02	Outros impostos a recuperar	-11.921	5.013
6.01.02.03	Outros ativos	13.779	25
6.01.02.04	Outros impostos a recolher	-10.877	-1.519
6.01.02.05	Adiantamentos	-581	1.090
6.01.02.06	Fornecedores	-84.510	-699
6.01.02.07	Depósitos judiciais	-165	932
6.01.02.08	Despesas antecipadas	-8.591	-6.012
6.01.02.09	Obrigações trabalhistas	14.098	22.378
6.01.02.10	Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	56.480	-164.085
6.01.02.11	Outras obrigações	-2.994	1.925
6.01.02.12	Contas a receber de terceiros	-28.619	0
6.01.02.13	Estoque	3.564	0
6.01.02.14	Imposto de renda, contribuição social a recolher	-37.416	0
6.01.02.15	Royalties	10.561	0
6.01.02.16	Reembolsos (gastos) com abandono no período	-348	0
6.01.02.17	Derivativos	-34.181	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-2.700.244	-460.803
6.02.01	Aplicações financeiras	-302.771	22.799
6.02.02	Aumento de capital social em controlada	-3.313.926	-630.000

DFs Individuais / 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 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
6.02.03	Aquisição de imobilizado	-140.990	-7.141
6.02.04	Aquisição de intangível	-12.348	-12.707
6.02.05	Aplicações em caixa restrito	-201.076	40.208
6.02.06	Debêntures emitidas - partes relacionadas	0	-585.000
6.02.07	Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas	308.002	95.641
6.02.08	Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	846.983	351.438
6.02.09	Valores a pagar por aquisições	0	-36.609
6.02.10	Dividendos recebidos	115.882	300.568
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	2.635.007	-89.745
6.03.01	Custo de transação - empréstimos e debêntures	-47.661	-13.924
6.03.02	Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	-691.527	-140.691
6.03.03	Pagamento de passivo de arrendamento	-99.508	-3.240
6.03.04	Emissão de debêntures	2.786.850	900.000
6.03.05	Amortização principal - empréstimos e debêntures	-808.953	-946.667
6.03.06	Dividendos pagos	0	-92.559
6.03.07	Aumento de capital social	5.956	7.336
6.03.08	Empréstimos captados	0	200.000
6.03.09	Derivativos (câmbio e dívidas)	36.307	0
6.03.10	Recebimento alienação crédito Yinson	1.453.543	0
6.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	784	13
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-11.308	-814.248
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	567.337	876.332
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	556.029	62.084

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025

(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	5.956	2.359	0	0	0	8.315
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	5.956	2.359	0	0	0	8.315
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.998.927	-314.819	1.684.108
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.998.927	0	1.998.927
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-314.819	-314.819
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-314.819	-314.819
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	187.374	552.485	-552.485	0	187.374
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	143.128	-143.128	0	0
5.06.04	Recomposição da reserva de incentivo fiscal	0	0	428.844	-428.844	0	0
5.06.05	Absorção de reserva legal prejuízo acumulado	0	0	-19.487	19.487	0	0
5.06.06	Alienação de ações em tesouraria	0	167.149	0	0	0	167.149
5.06.07	Ganho na alienação de ações em tesouraria	0	20.225	0	0	0	20.225
5.07	Saldos Finais	11.977.517	-1.003.357	571.972	814.447	42.889	12.403.468

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024

(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	6.915.778	-1.235.346	0	0	0	5.680.432
5.04.04	Ações em Tesouraria Adquiridas	0	-167.399	0	0	0	-167.399
5.04.08	Aquisição de controladas	6.908.442	-1.051.881	0	0	0	5.856.561
5.04.09	Transações com pagamentos baseados em ações	7.336	-16.066	0	0	0	-8.730
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	118.457	-45.611	72.846
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	118.457	0	118.457
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-45.611	-45.611
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-45.611	-45.611
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	11.971.561	-1.177.208	297.183	118.457	35.722	11.245.715

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
7.01	Receitas	534.911	0
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	534.911	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-370.630	-54.809
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-294.528	0
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-76.102	-54.809
7.03	Valor Adicionado Bruto	164.281	-54.809
7.04	Retenções	-202.230	-8.206
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-202.230	-8.206
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-37.949	-63.015
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	3.271.525	659.836
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	1.817.757	521.465
7.06.02	Receitas Financeiras	1.453.768	138.371
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	3.233.576	596.821
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	3.233.576	596.821
7.08.01	Pessoal	-16.776	15.014
7.08.01.01	Remuneração Direta	114.858	-7.159
7.08.01.02	Benefícios	-139.528	13.718
7.08.01.03	F.G.T.S.	7.822	8.455
7.08.01.04	Outros	72	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	-577.924	45.549
7.08.02.01	Federais	-577.935	45.549
7.08.02.03	Municipais	11	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.829.349	417.801
7.08.03.01	Juros	891.269	382.490
7.08.03.02	Aluguéis	-2.977	-15.534
7.08.03.03	Outras	941.057	50.845
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.998.927	118.457
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.998.927	118.457

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	42.140.541	44.463.747
1.01	Ativo Circulante	8.373.555	9.205.489
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.191.319	3.171.958
1.01.02	Aplicações Financeiras	4.239.900	2.478.729
1.01.02.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	4.239.900	2.478.729
1.01.03	Contas a Receber	462.259	337.409
1.01.03.01	Clientes	462.259	337.409
1.01.04	Estoques	1.126.053	940.407
1.01.06	Tributos a Recuperar	716.986	800.921
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	716.986	800.921
1.01.07	Despesas Antecipadas	110.464	153.954
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	526.574	1.322.111
1.01.08.03	Outros	526.574	1.322.111
1.01.08.03.01	Adiantamentos	107.863	193.422
1.01.08.03.02	Derivativos	106.027	67.899
1.01.08.03.03	Ativo mantido para venda	125.510	169.223
1.01.08.03.04	Outros Ativos	150.169	113.860
1.01.08.03.05	Caixa restrito	37.005	30.622
1.01.08.03.06	Créditos a receber - Yinson	0	220.137
1.01.08.03.07	Créditos com parceiros	0	526.948
1.02	Ativo Não Circulante	33.766.986	35.258.258
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	4.850.194	7.234.960
1.02.01.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	2.701.120	3.221.519
1.02.01.08	Despesas Antecipadas	15.207	10.714
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	2.133.867	4.002.727
1.02.01.10.03	Caixa restrito	304.882	414.189
1.02.01.10.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	38.960	125.886
1.02.01.10.05	Depósitos judiciais	8.786	8.300
1.02.01.10.06	Outros ativos	11.241	19.297
1.02.01.10.07	Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.169.580	1.054.977
1.02.01.10.08	Derivativos	3.567	35.607
1.02.01.10.09	Estoque	171.192	76.075
1.02.01.10.10	Créditos a receber - Yinson	0	2.268.396
1.02.01.10.11	Créditos com parceiros	425.659	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	16.713.168	14.837.652
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	16.713.168	14.837.652
1.02.04	Intangível	12.202.024	13.184.046
1.02.04.01	Intangíveis	12.202.024	13.184.046
1.02.04.01.02	Intangível	8.203.677	8.695.830
1.02.04.01.03	Direito de Uso	3.998.347	4.488.216

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	42.140.541	44.463.747
2.01	Passivo Circulante	4.858.332	5.438.248
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	165.092	188.125
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	165.092	188.125
2.01.02	Fornecedores	1.336.292	2.402.869
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	1.323.430	1.919.894
2.01.02.01.02	Fornecedores nacionais	1.323.430	1.919.894
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	12.862	482.975
2.01.03	Obrigações Fiscais	178.998	120.444
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	178.998	120.444
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	178.998	120.444
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	820.601	941.440
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	403.509	668.577
2.01.04.02	Debêntures	417.092	272.863
2.01.05	Outras Obrigações	2.279.637	1.750.209
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	0	21.534
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	0	21.534
2.01.05.02	Outros	2.279.637	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	12.140	0
2.01.05.02.04	Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	96.468	113.739
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	911.290	0
2.01.05.02.06	Arrendamentos mercantis	219.997	365.556
2.01.05.02.07	Passivo mantido para venda	32.625	28.172
2.01.05.02.08	Outras obrigações	166.382	258.123
2.01.05.02.09	Derivativos	29.188	22.627
2.01.05.02.10	Valores a pagar por aquisições	811.533	940.444
2.01.06	Provisões	77.712	35.161
2.01.06.02	Outras Provisões	77.712	35.161
2.01.06.02.04	Provisões para pagamento de royalties	77.712	35.161
2.02	Passivo Não Circulante	24.878.741	28.501.828
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	15.061.395	18.002.620
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	2.983.777	3.609.989
2.02.01.02	Debêntures	12.077.618	14.392.631
2.02.02	Outras Obrigações	5.217.628	6.518.526
2.02.02.02	Outros	5.217.628	6.518.526
2.02.02.02.03	Arrendamentos mercantis	3.514.199	4.150.336
2.02.02.02.04	Outras obrigações	133.571	111.865
2.02.02.02.05	Valores a pagar por aquisições	814.747	1.483.356
2.02.02.02.06	Derivativos	27.179	23.638
2.02.02.02.07	Fornecedores	727.932	749.331
2.02.03	Tributos Diferidos	814.075	652.212
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	814.075	652.212
2.02.04	Provisões	3.785.643	3.328.470

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2.02.04.02	Outras Provisões	3.785.643	3.328.470
2.02.04.02.04	Provisão para abandono de poços	3.762.209	3.324.911
2.02.04.02.05	Provisão para contingências	23.434	3.559
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	12.403.468	10.523.671
2.03.01	Capital Social Realizado	11.977.517	11.971.561
2.03.02	Reservas de Capital	-960.468	-835.382
2.03.02.07	Ajuste acumulado de conversão	42.889	357.708
2.03.02.08	Reserva de capital	-1.003.357	-1.193.090
2.03.04	Reservas de Lucros	571.972	19.487
2.03.04.01	Reserva Legal	42.866	19.487
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	529.106	0
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	814.447	-631.995

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	3.058.639	9.075.329	2.193.642	6.776.604
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-2.161.824	-6.181.717	-1.683.888	-4.883.752
3.03	Resultado Bruto	896.815	2.893.612	509.754	1.892.852
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-30.073	-457.085	731.858	435.118
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-136.869	-440.595	-240.979	-511.287
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	-16.160	-54.703	-14.445	-14.445
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	122.956	38.213	987.282	960.850
3.04.05.03	Outras receitas/despesas operacionais	122.956	38.213	987.282	960.850
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	866.742	2.436.527	1.241.612	2.327.970
3.06	Resultado Financeiro	-1.327.019	-111.449	-151.187	-2.041.935
3.06.01	Receitas Financeiras	369.647	3.437.725	139.360	465.211
3.06.02	Despesas Financeiras	-1.696.666	-3.549.174	-290.547	-2.507.146
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-460.277	2.325.078	1.090.425	286.035
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	580.975	-326.151	-379.027	-167.578
3.08.01	Corrente	-90.740	-261.994	-111.074	-244.984
3.08.02	Diferido	671.715	-64.157	-267.953	77.406
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	120.698	1.998.927	711.398	118.457
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	120.698	1.998.927	711.398	118.457
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	120.698	1.998.927	718.725	118.457
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	0	0	-7.327	0
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,26	4,31	2,44	0,41
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,26	4,28	2,44	0,41

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	120.698	1.998.927	711.398	118.457
4.02	Outros Resultados Abrangentes	25.388	-314.819	-56.604	-45.611
4.02.01	Ajuste acumulado da conversão	25.388	-314.819	-56.604	-45.611
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	146.086	1.684.108	654.794	72.846
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	146.086	1.684.108	654.794	72.846

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 30/09/2025	01/01/2024 à 30/09/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	3.451.138	1.200.066
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	4.327.285	2.265.073
6.01.01.01	Lucro líquido do período	1.998.927	118.457
6.01.01.02	Resultado de aplicações financeiras	-375.125	-224.805
6.01.01.03	Juros de dívida	1.613.826	908.597
6.01.01.04	Ajuste a valor presente	23.112	-37.488
6.01.01.05	Derivativos não realizados	-1.051.789	189.417
6.01.01.06	Variação cambial não realizada	-1.180.301	266.351
6.01.01.07	Provisões para contingências constituídas / (revertidas) e atualização de depósitos judiciais	19.875	-31
6.01.01.08	Baixa de participação BS-4	0	-720.319
6.01.01.09	Baixa de poços, imobilizado, intangível e passivo de arrendamento	106.017	-54.536
6.01.01.10	Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	-278.663	666.558
6.01.01.11	Provisão no valor recuperável de ativos e atualização earn-out antigo controlador	51.217	-27.501
6.01.01.12	Remensuração e atualização da provisão para abandono	219.287	-258.787
6.01.01.13	Receita de juros de empréstimos - Yinson	-84.537	-21.979
6.01.01.14	Depreciação do imobilizado, direito de uso e Amortização do intangível	1.706.087	1.020.337
6.01.01.15	Baixa do recebível Yinson	849.351	0
6.01.01.16	Apropriação de seguro resultado financeiro	18.299	23.349
6.01.01.17	Despesas antecipadas apropriadas no período	205.391	89.526
6.01.01.18	Custos apropriados – debêntures e empréstimos	145.661	176.415
6.01.01.19	Imposto de renda e contribuição social corrente e diferidos	326.151	167.578
6.01.01.20	Transações com pagamentos baseados em ações	14.499	-16.066
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-876.147	-1.065.007
6.01.02.01	Contas a receber de terceiros	786.440	230.742
6.01.02.02	Imposto de renda e contribuição social a recuperar	-22.508	-76.786
6.01.02.03	Outros impostos a recuperar	193.368	-136.844
6.01.02.04	Estoque	-133.310	-149.740
6.01.02.05	Outros ativos	-457.674	287.481
6.01.02.06	Imposto de renda e contribuição social a recolher	-35.563	146.185
6.01.02.07	Outros impostos a recolher	-17.271	-63.665
6.01.02.08	Créditos com parceiros	101.289	-338.213
6.01.02.09	Adiantamentos	85.559	-23.437
6.01.02.10	Fornecedores	-760.280	-425.092
6.01.02.11	Depósitos judiciais	-486	303
6.01.02.12	Despesas antecipadas	-184.693	-146.451
6.01.02.13	Obrigações trabalhistas	-23.033	28.295
6.01.02.14	Royalties	42.551	39
6.01.02.15	Reembolsos (gastos) com abandono no período	-86.053	13.971
6.01.02.16	Derivativos	97.063	-57.418
6.01.02.17	Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	0	-4.184
6.01.02.18	Outras obrigações	-293.669	-166.811
6.01.02.19	Impostos pagos sobre o lucro	-167.877	-183.382

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 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-4.161.691	-37.118
6.02.01	Aplicações financeiras	-1.567.060	315.569
6.02.02	Alienação de participação BS-4	0	1.695.666
6.02.03	Financiamentos concedidos - Yinson	-26.314	-3.578
6.02.04	Aquisição de imobilizado	-2.318.424	-1.499.600
6.02.05	Aquisição de intangível	-40.479	-33.136
6.02.06	Aplicações em caixa restrito	102.924	-53.574
6.02.07	Debêntures emitidas - partes relacionadas	0	15.000
6.02.08	Valores a pagar por aquisições	-611.972	-473.465
6.02.09	Alienação da UPGN e 11 campos	299.634	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.268.566	-1.212.094
6.03.01	Custo de transação - empréstimos e debêntures	-47.661	-94.154
6.03.02	Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	-1.354.816	-791.493
6.03.03	Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-1.453	-3.994
6.03.04	Pagamento de passivo de arrendamento	-428.575	-72.887
6.03.05	Emissão de debêntures	2.786.850	900.000
6.03.07	Amortização principal - empréstimos e debêntures	-4.120.596	-3.858.255
6.03.08	Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-21.071	-21.059
6.03.09	Dividendos pagos	0	-94.539
6.03.10	Ações em tesouraria	187.374	-167.399
6.03.11	Aumento de capital social	5.956	7.336
6.03.12	Empréstimos captados	379.004	2.984.350
6.03.13	Derivativos (câmbio e dívidas)	-107.121	0
6.03.14	Recebimento alienação crédito Yinson	1.453.543	0
6.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	-1.520	72.794
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-1.980.639	23.648
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	3.171.958	1.754.106
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.191.319	1.777.754

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025

(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	5.956	2.359	0	0	0	8.315	0	8.315
5.04.08	Transações com pagamentos baseados em ações	5.956	2.359	0	0	0	8.315	0	8.315
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	1.998.927	-314.819	1.684.108	0	1.684.108
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.998.927	0	1.998.927	0	1.998.927
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-314.819	-314.819	0	-314.819
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-314.819	-314.819	0	-314.819
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	187.374	552.485	-552.485	0	187.374	0	187.374
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	143.128	-143.128	0	0	0	0
5.06.04	Recomposição da reserva de incentivo fiscal	0	0	428.844	-428.844	0	0	0	0
5.06.05	Absorção de reserva legal prejuízo acumulado	0	0	-19.487	19.487	0	0	0	0
5.06.06	Alienação de ações em tesouraria	0	167.149	0	0	0	167.149	0	167.149
5.06.07	Ganho na alienação de ações em tesouraria	0	20.225	0	0	0	20.225	0	20.225
5.07	Saldos Finais	11.977.517	-1.003.357	571.972	814.447	42.889	12.403.468	0	12.403.468

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024

(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	6.915.778	-1.235.346	0	0	0	5.680.432	-72.653	5.607.779
5.04.04	Ações em Tesouraria Adquiridas	0	-167.399	0	0	0	-167.399	0	-167.399
5.04.08	Aquisição de controladas	6.908.442	-1.051.881	0	0	0	5.856.561	-75.896	5.780.665
5.04.09	Transações com pagamentos baseados em ações	7.336	-16.066	0	0	0	-8.730	0	-8.730
5.04.10	Participação dos lucros de não controlador - janeiro a julho de 2024	0	0	0	0	0	0	3.243	3.243
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	118.457	-45.611	72.846	0	72.846
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	118.457	0	118.457	0	118.457
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-45.611	-45.611	0	-45.611
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-45.611	-45.611	0	-45.611
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	11.971.561	-1.177.208	297.183	118.457	35.722	11.245.715	0	11.245.715

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
7.01	Receitas	9.075.329	7.861.972
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	8.981.641	6.661.711
7.01.02	Outras Receitas	93.688	1.200.261
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-5.402.084	-4.268.557
7.02.01	Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos	-3.896.658	-2.860.368
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.512.546	-1.408.189
7.02.03	Perda/Recuperação de Valores Ativos	7.120	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	3.673.245	3.593.415
7.04	Retenções	-1.706.087	-1.020.337
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.706.087	-1.020.337
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.967.158	2.573.078
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	3.437.725	465.211
7.06.02	Receitas Financeiras	3.437.725	465.211
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	5.404.883	3.038.289
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	5.404.883	3.038.289
7.08.01	Pessoal	263.098	304.054
7.08.01.01	Remuneração Direta	190.639	248.215
7.08.01.02	Benefícios	46.561	35.597
7.08.01.03	F.G.T.S.	24.443	20.217
7.08.01.04	Outros	1.455	25
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	394.929	246.225
7.08.02.01	Federais	387.769	240.852
7.08.02.02	Estaduais	705	948
7.08.02.03	Municipais	6.455	4.425
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	2.747.929	2.369.553
7.08.03.01	Juros	1.676.695	1.307.995
7.08.03.02	Aluguéis	68.951	43.201
7.08.03.03	Outras	1.002.283	1.018.357
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.998.927	118.457
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.998.927	118.457

Comentário do Desempenho

BRAVA

Divulgação de
Resultados

3T25



Comentário do Desempenho

Resultados | 3T25

Rio de Janeiro, 5 de novembro de 2025 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) divulga seus resultados referentes ao terceiro trimestre de 2025 (3T25), comparados aos resultados proforma¹ do 3T24, que refletem a combinação dos negócios da antiga 3R Petroleum e da Enauta.

Indicadores Consolidados – (3T25 vs. 3T24 Proforma e 2T25)	3T25	3T24 proforma	Δ A/A	2T25	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	3.058,6	2.193,5	39,4%	3.142,4	(2,7%)
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.299,6	727,4	78,7%	1.330,2	(2,3%)
Margem EBITDA Ajustada	42,5%	33,2%	+9,3 p.p.	42,3%	+0,2p.p.
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	91,8	51,7	77,5%	85,9	6,9%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	73,4	41,2	78,1%	71,7	2,4%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	18,4	10,5	74,9%	14,2	29,8%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	61,9	75,2	(17,7%)	62,7	(1,3%)
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	6,4	7,3	(12,2%)	5,7	11,9%
Lifting Cost (incluindo afretamento) (US\$/boe)	15,7	20,0	(21,5%)	17,4	(9,6%)

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

DESTAQUES DO 3T25 E EVENTOS SUBSEQUENTES

Destaques operacionais: recordes de produção e eficiência

- A Brava atingiu novo recorde de produção trimestral, com 91,8kboe/d (+6,9% T/T), refletindo ganhos contínuos de eficiência em Atlanta e nas bacias do Recôncavo e Potiguar.
- Ganho de escala e eficiência operacional em Papa-Terra: durante os primeiros nove meses de 2025 o ativo apresentou os melhores níveis de eficiência desde sua aquisição em dezembro de 2022.
- A primeira operação de cabotagem de óleo produzido em Alagoas para refino no Polo Potiguar reforça a integração vertical e o caráter estratégico da infraestrutura de *downstream*.

Destaques financeiros: evolução em todas as métricas e otimização da estrutura de capital

- 3º trimestre consecutivo de geração de caixa livre, suportado por um fluxo de caixa operacional² robusto (US\$ 251 mi no 3T25);
- Receita líquida recorde de US\$ 561 milhões no 3T25, +1,2% T/T;
- EBITDA Ajustado recorde de US\$ 239 milhões, margem recorde de 42,3% (+0,2 p.p. T/T).

¹ 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 assecuração por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída antes da data de incorporação (1º de agosto 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).
² Fluxo de Caixa Operacional considera o *Hedge* de *óleo* (R\$ 15,3 milhões) e o saldo líquido positivo do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) (R\$ 31,2 milhões), e desconsidera os custos de abandono (ABEX) realizados no período (R\$ 40,3 milhões). Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,32.

Comentário do Desempenho

- **Lifting cost³** de US\$ 13,3/boe, menor da história da Companhia (-11,5% T/T).
✓ Destaque para o segmento *offshore* com **lifting cost⁴** US\$ 11,0, -21% T/T e -18% A/A.
- Alavancagem caiu para 2,3x em US\$ (2,2x em R\$) no 3T25 vs. 3,1x em US\$ no 2T25, refletindo geração de caixa e redução de dívida líquida;
- G&A atingiu US\$ 3 por barril no 3T25, menor nível histórico para Companhia.
- Os resultados financeiros refletem a captura de sinergias e ganhos de eficiência pós-integração.

Destaques Estratégicos e Corporativos

- **Governança e Estrutura Corporativa:** reorganização concluída, redução de diretoria, indicação de novo CFO/IRO e otimização da estrutura organizacional.
- **Portfólio e Ativos:** venda de 50% do *midstream* de gás no RN (US\$ 56 mi recebidos), com ganhos de eficiência e redução de custos.
- **Mercado de Capitais:** aprovação e estruturação do programa de ADR Nível 1 (registro na SEC previsto para novembro).
- A Brava encerra 2025 com estrutura mais simples, sólida e preparada para capturar oportunidades de crescimento rentável.

Conferência em português	Conferência em inglês
06 de novembro de 2025 (quinta-feira)	
14:00 (BRT)	12:00 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 3T25: Clique aqui	

³ Não considera o custo de afretamento do período de US\$ 2,4/boe (consolidada Brava).

⁴ Não considera o custo de afretamento no período de US\$ 3,9/boe (*offshore*).

Comentário do Desempenho**Mensagem da Administração**

A Brava encerrou o terceiro trimestre de 2025 consolidando avanços operacionais e estratégicos relevantes, reflexo dos esforços de integração e eficiência iniciados na criação da Companhia e intensificados ao longo do ano. Renovamos nossos patamares de produção e desempenho financeiro, evidenciando a robustez do nosso modelo de negócios.

No âmbito operacional, registramos mais um recorde de produção trimestral, atingindo 92 mil boe/d, um aumento de 7% em relação ao trimestre anterior. Esse resultado foi suportado por ganhos contínuos de eficiência em todo portfólio, com destaque para Atlanta, Recôncavo e Potiguar, que registraram os maiores patamares de produção trimestral sob gestão da Brava, e Papa-Terra, onde entregamos os melhores níveis de eficiência operacional para o ativo desde sua aquisição em dezembro de 2022. Esse ganho de eficiência resultou no menor nível de *lifting cost* da história da Companhia, que atingiu US\$ 13/boe (sem considerar afretamento), uma redução de mais de 12% quando comparado ao 2T25.

Ainda no âmbito das operações, após assumirmos a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré, no 2T25, realizamos com sucesso a primeira operação de cabotagem de óleo entre Alagoas e o Polo Potiguar, reforçando nossa capacidade de integração vertical, a importância estratégica da infraestrutura de *downstream* e a força de um portfólio diversificado.

Esses avanços operacionais se traduziram em resultados financeiros recordes. A Receita Líquida atingiu US\$ 561 milhões e o EBITDA somou US\$ 239 milhões, com destaque para a margem de 52% no segmento *upstream*. Nesse contexto, entregamos mais um trimestre com forte fluxo de caixa operacional, confirmando a capacidade da companhia de gerar caixa e reduzir dívida líquida, mesmo em cenários macroeconômicos desafiadores. Essa combinação de fatores, culminou em uma queda expressiva da alavancagem no período, que saiu de 3,4x no 1T25 para 2,3x em dólares (2,2x em reais) no 3T25. Ainda no âmbito financeiro, concluímos as principais iniciativas de curto prazo voltadas à otimização da estrutura de capital ("*liability management*"), à redução do custo da dívida e a eficiência fiscal, incluindo: (i) o pré-pagamento das dívidas com maior custo na estrutura da Companhia; (ii) a monetização dos recebíveis vinculados ao FPSO Atlanta, e (iii) a organização da estrutura de subsidiárias.

Como evento subsequente ao trimestre, concluímos a reorganização da nossa estrutura corporativa, com redução da Diretoria, nomeação de novo CFO/DRI e otimização da estrutura de liderança gerencial da Companhia. Essa iniciativa tem o objetivo de simplificar e otimizar processos, fortalecer a governança corporativa e aprimorar ainda mais a integração entre áreas, além de colaborar para a contínua evolução da eficiência de custos: as despesas gerais e administrativas (G&A) atingiram US\$ 3 por barril no trimestre, o menor nível histórico desde a criação da Brava.

Por fim, gostaríamos de agradecer todos os *stakeholders* da Companhia, especialmente nossas equipes. Somos movidos pelo sentimento de dono e a evolução em todos os aspectos do negócio, observada ao longo de 2025, está intrinsecamente relacionada à intensa dedicação dos colaboradores da Brava. Trabalhamos diariamente para fomentar uma cultura de resultados e temos muito orgulho de ter construído uma Companhia com relevância no setor e que, de forma consistente, apresenta resultados robustos em um curtíssimo espaço de tempo. Encerramos o 3T25 como uma Companhia mais enxuta, eficiente e preparada para capturar oportunidades de crescimento rentável, reafirmando nosso compromisso com a sustentabilidade, a segurança nas operações e a geração de valor para os nossos acionistas.

Administração da Brava Energia

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

A Brava mantém seu compromisso 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 para a geração de valor de forma sustentável. A execução desse compromisso conta com o suporte integrado do Conselho de Administração e das diversas áreas da Companhia, o que reforça o alinhamento estratégico e operacional em torno da agenda ESG.

No 3T25, a Companhia concluiu a asseguuração externa do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) pela *Totum Institute*, consolidando o compromisso com a transparência e a confiabilidade dos dados reportados. Ainda no trimestre, foi finalizado e publicado o primeiro relatório da Brava no CDP (*Carbon Disclosure Project*), abrangendo os temas de Água e Clima, o que marca um avanço significativo no alinhamento da Companhia a padrões internacionais de reporte e gestão ambiental.

O trimestre também foi marcado pela realização de auditorias internas e externas e das manutenções e certificações ISO, o que reforça o compromisso da Brava em atender aos mais altos padrões de conformidade e qualidade operacional. Além disso, a Companhia segue em curso seu projeto de diagnóstico e adequação às normas internacionais de reporte de sustentabilidade IFRS S1 e S2, com foco em fortalecer a governança de dados e aprimorar o mapeamento de processos e controles internos relacionados a temas materiais.

A Brava atua com o princípio de Segurança em primeiro lugar, que orienta todas as suas decisões e práticas operacionais. Em agosto, foi realizado um simulado de resposta a emergências em Peroá, com a participação de analistas do IBAMA. A atividade teve como objetivo testar e demonstrar a capacidade de resposta da Companhia a eventuais incidentes, mobilizando sua estrutura organizacional e os recursos de contingência disponíveis. Ainda no mesmo mês, ocorreu o primeiro Encontro de Segurança com Fornecedores *Offshore*, no qual foram apresentados os resultados do primeiro ano de operações e reforçada a importância do trabalho conjunto entre a Brava e seus parceiros estratégicos. O evento também promoveu a troca de boas práticas sobre liderança, transparência, confiança e a melhoria contínua das ferramentas de segurança utilizadas.

A Brava destaca ainda o início das atividades da 3ª fase do “Plano de Avaliação e Revisão da Mitigação de Impactos Socioambientais (PARMIS)”, que envolve o detalhamento de três Programas do Plano Macro das bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, a saber: Programa Macrorregional de Segurança Territorial de Comunidades Pesqueiras; Programa Macrorregional Observatório da Dinâmica da Indústria Petrolífera e Programa Macrorregional de Formação Continuada. O PARMIS visa o aprimoramento dos Programas destinados à mitigação de impactos socioeconômicos quando do licenciamento ambiental da instalação e operação de empreendimentos marítimos de produção de petróleo e gás, de forma a contribuir com a consolidação do Plano Macro e com a gestão ambiental pública.

Ainda no terceiro trimestre de 2025, a Brava Energia ampliou sua atuação como parceira de iniciativas sociais, com foco em educação, capacitação e fortalecimento do relacionamento comunitário nos territórios onde está presente, contribuindo para o desenvolvimento local e a promoção do bem-estar coletivo.

A Companhia manteve o apoio a iniciativas culturais e esportivas que promovem inclusão e qualidade de vida, com destaque para o projeto Academia Jovem Concertante, realizado no Rio Grande do Norte. A iniciativa levou a música clássica a espaços públicos e educativos, reforçando o compromisso da Brava com a democratização do acesso à cultura. Da mesma forma, o patrocínio à Corrida das

Comentário do Desempenho

Estações, com etapas na Bahia e no Rio de Janeiro, à Eco Run Mossoró, no Rio Grande do Norte, e à BRAVA Travessia de Copa, na Praia de Copacabana, incentiva a prática de esportes e a integração entre colaboradores e comunidades locais.

Em parceria com a ONG Junior Achievement (JA Bahia), foram realizados os aulões do projeto Super ENEM, beneficiando 760 estudantes do ensino médio nos municípios de Catu e Candeias, com o objetivo de ampliar o acesso à educação e apoiar a preparação para o Exame Nacional do Ensino Médio (ENEM). Ainda com a JA Bahia, foi concluído o projeto Trilha de Aprendizagem 2025, que impactou 120 jovens por meio de 320 experiências educativas voltadas à inserção no mercado de trabalho e ao desenvolvimento de competências para o futuro.

No eixo de relacionamento comunitário e educação ambiental, o Programa INTERAGIR promoveu mais de 150 ações, alcançando cerca de 3.700 pessoas. Entre os destaques estão a implantação e acompanhamento de três Sistemas Agroflorestais, a realização da 5ª Feira Comunitária de Mapele, e uma ação de limpeza de mangue na Ilha de Maré. Essas iniciativas reafirmam o compromisso da Brava com o desenvolvimento sustentável, promovendo inclusão social, valorização cultural e melhoria da qualidade de vida nas comunidades onde atua.

Em linha com os pilares de governança e integridade, a Companhia realizou treinamentos de compliance voltados à força operacional do Rio Grande do Norte e da Bahia, reforçando a importância da conduta ética, do cumprimento das normas internas e da prevenção de riscos legais e reputacionais. Essas ações contribuem para o fortalecimento da cultura corporativa e a disseminação dos valores de integridade e responsabilidade em todos os níveis da organização.

No campo da diversidade e cultura organizacional, a Brava aprimorou seu Programa de Jovens Aprendizes, voltado exclusivamente para mulheres negras, com o objetivo de promover a inserção profissional e o desenvolvimento social desse público. A partir de agosto, o programa passou a contar com o acompanhamento de um(a) psicólogo(a) e um(a) assistente social, oferecendo suporte emocional e social às participantes, além de contribuir para o fortalecimento da autoestima, da saúde mental e da autonomia pessoal.

Comentário do Desempenho

Desempenho Operacional

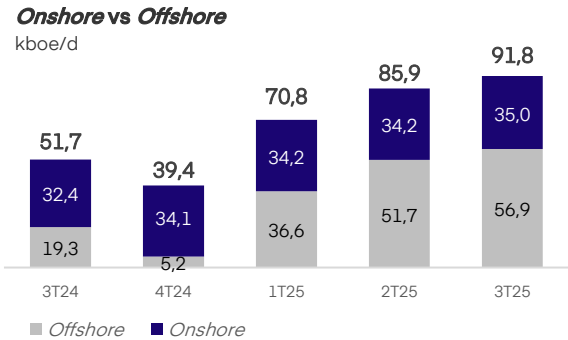
A seguir, são apresentados os resultados operacionais da Brava, com base no *portffólio* atual da Companhia, composto pelos segmentos *upstream* (*onshore* e *offshore*) e *downstream*.

Resultados Operacionais		1T25	2T25	3T25	T/T
Brent Médio ¹	US\$/bbl	75,7	67,9	69,1	1,8%
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	67,1	62,7	61,9	(1,3%)
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	6,1	5,7	6,4	11,3%
Dólar médio	-	5,85	5,67	5,45	(3,8%)
Dólar <i>EoP</i>	-	5,74	5,46	5,32	(2,5%)
Upstream					
Produção Total	kboe/d	70,8	85,9	91,8	6,9%
Onshore	kboe/d	34,2	34,2	35,0	2,2%
Offshore	kboe/d	36,6	51,7	56,9	10,1%
Óleo	kbbbl/d	58,5	71,7	73,4	2,4%
Gás	kboe/d	12,3	14,2	18,4	29,7%
	MMm³/d	1.956,3	2.255,4	2.925,9	
Volume venda Óleo ²	MMbbl	5,2	6,3	6,3	0,1%
Volume venda Gás ²	MMm³	132,7	187,2	237,8	27,1%
Volume venda Total	MMboe	6,0	7,5	7,8	4,4%
Downstream					
Volume de venda	MMboe	3,1	3,2	3,1	(3,9%)

(1) Fonte: *Dated Brent (Platts)*; (2) Inclui as operações intercompany.

Upstream

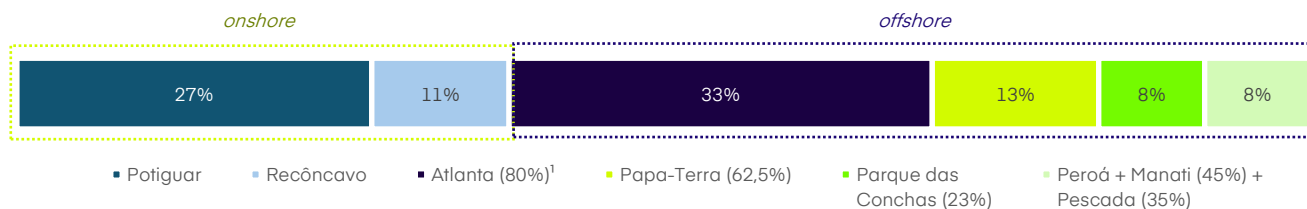
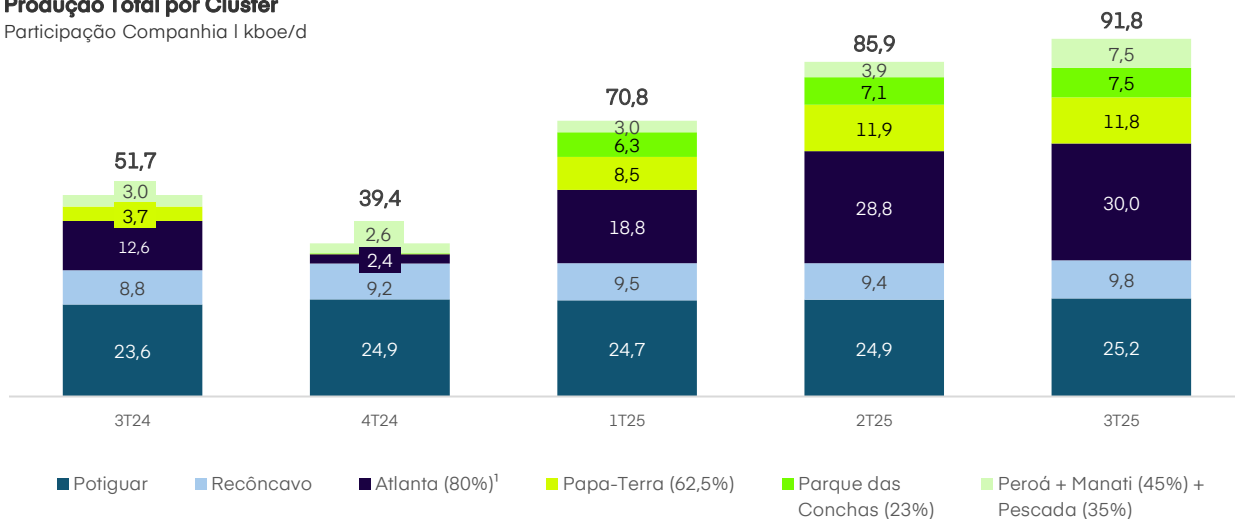
A Brava renovou pelo terceiro trimestre consecutivo o seu recorde de produção trimestral, alcançando média diária de 91,8 mil boe no 3T25, +77,5% em relação ao 3T24 e +6,9% frente ao 2T25. Esse resultado reflete a evolução do segmento *offshore* e a eficiência operacional do segmento *onshore*, com ambos os segmentos alcançando recorde trimestral de produção no 3T25.



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.

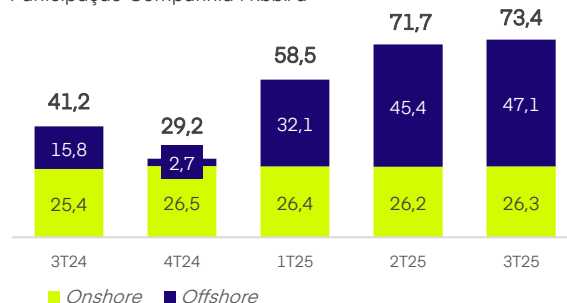
Óleo

A produção média diária de óleo alcançou **73,4 mil barris (bbl/d)** no 3T25, +78,2% A/A e +2,4% T/T, representando 80% da produção média do período.

O resultado no 3T25 é explicado pelo: (i) aumento da produção em Atlanta, decorrente da conexão dos poços 2H e 3H durante o trimestre, (ii) a resiliência da produção do segmento *onshore* e (iii) aumento de +5,6% T/T da produção em Parque das Conchas.

Produção de Óleo | Onshore vs Offshore

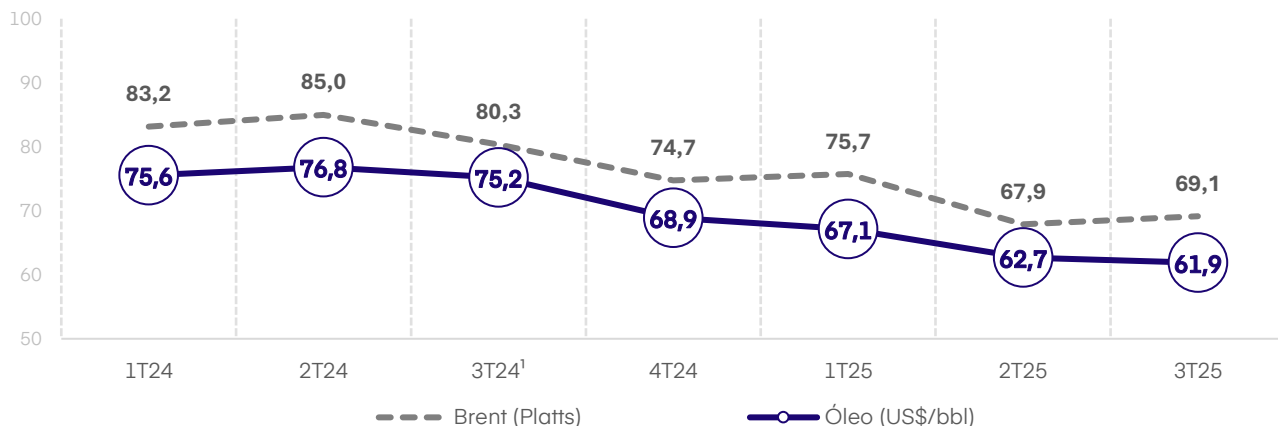
Participação Companhia | kbb/d



Durante o 3T25, a Companhia realizou a venda de **6.342 mil barris de óleo (bbl)**, +0,1% T/T, a um preço médio de **US\$ 61,9/bbl**, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, o que representa 90% do valor de referência do *Brent*⁵ médio do período. O desempenho comercial é justificado, principalmente: (i) pelo maior volume de óleo vendido de Parque das Conchas +47,0% T/T, (ii) pelo efeito da apreciação média do Brent no trimestre, +1,8%, parcialmente compensado (iii) pela redução do volume de óleo vendido em Papa-Terra, -12,0% T/T, devido à vazão reduzida na primeira quinzena de agosto para ajuste da operação de *offloading* e (iv) retração do câmbio médio no período, -3,8% T/T.

⁵ Fonte: Platts (*brent* médio no 3T25 de 69,1).

Comentário do Desempenho

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

¹ Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro. No 1T24 e 2T24 apenas os dados de 3R.

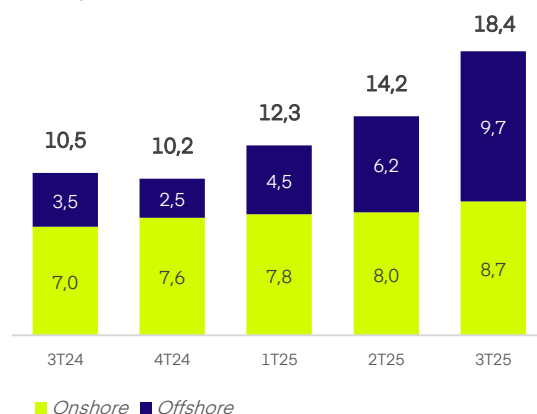
Gás

A produção média diária de gás atingiu 18,4 mil boe (2.926 mil m³/d) no 3T25, +74,9% A/A e +29,7% T/T, correspondente a 20% da produção média diária do período.

O desempenho no trimestre foi marcado: (i) pela contribuição de Manati ao longo de todo o trimestre, sendo este o primeiro trimestre completo com participação integral do campo desde a retomada da produção em maio, (ii) pelo incremento no segmento *onshore*, sendo + 17,9% T/T em Potiguar e +6,0% T/T em Recôncavo, em razão das melhorias implementadas nas instalações e da reativação de poços, e parcialmente compensado (iii) pela redução de volume em Peroá.

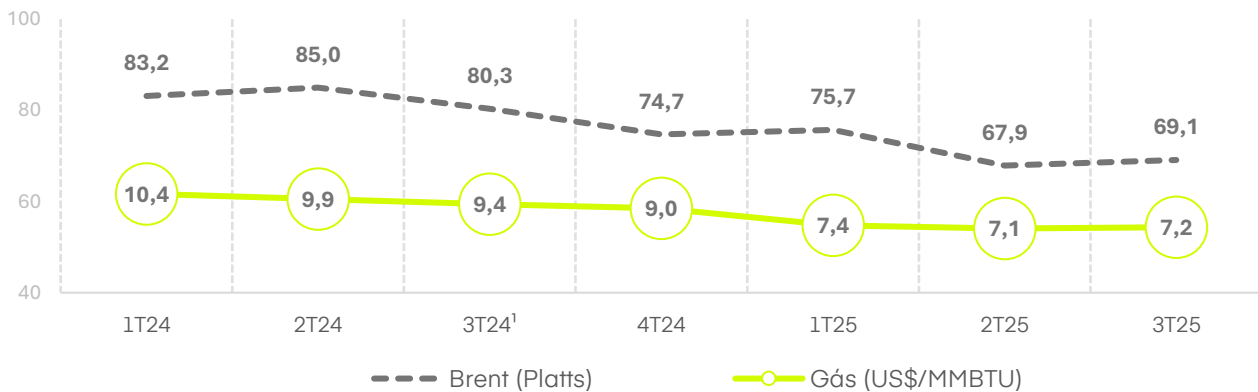
Produção de Gás | Onshore vs Offshore

Participação Companhia | kboe/d



A venda de gás natural somou 8,9 milhões de MMBTU, +27,1% T/T, a um preço médio de US\$ 6,4/MMBTU⁶. Considerando somente a venda para terceiros, sem considerar as operações *intercompany*, a Companhia comercializou 7,7 milhões de MMBTU de gás no 3T25, a um preço médio de US\$ 7,2/MMBTU, equivalente a 10,4% do valor de referência do *Brent* (medido em US\$ por MMBTU), estável quando comparado com o percentual de referência do *Brent* do trimestre anterior (T/T), devido a condições de precificação nos contratos firmes e maior volume de gás vendido em Manati.

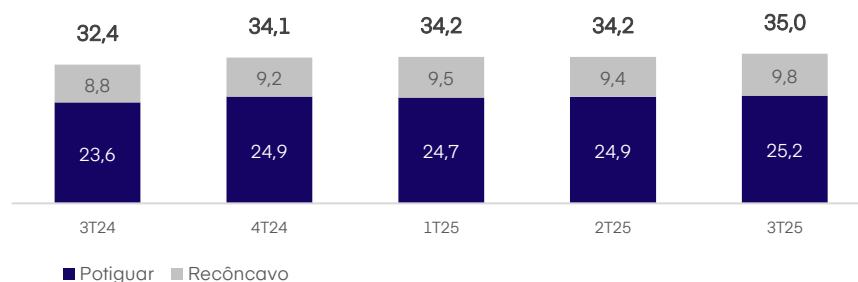
⁶ Os preços de venda de gás natural registrados em Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Recôncavo e de Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

Comentário do Desempenho**Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros² (US\$/MMBTU)**¹ No comparativo histórico de 1T24 e 2T24 apenas os dados de 3R.² Não considera a venda de gás *intercompany*.**Onshore**

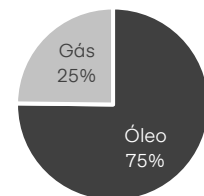
O segmento é formado pelos ativos (i) Potiguar, nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, e (ii) Recôncavo, no estado da Bahia. O 3T25 foi marcado pela renovação do recorde de produção trimestral, alcançando média diária de **35,0 mil boe**, +7,9% em relação ao 3T24 e +2,2% frente ao 2T25. O resultado reflete o aumento na produção de gás e a estabilidade na produção de óleo no período.

Produção Onshore

Portfólio Companhia | kboe/d

**Perfil da Produção Onshore**

(3T25- boe/d)



Em termos comerciais, a venda de óleo do *onshore* somou 2.415 mil barris de óleo (bbl), +1,0% T/T, a um preço médio de US\$ 62,8/bbl, e a venda de gás totalizou 3,5 milhões de MMBTU, sendo:

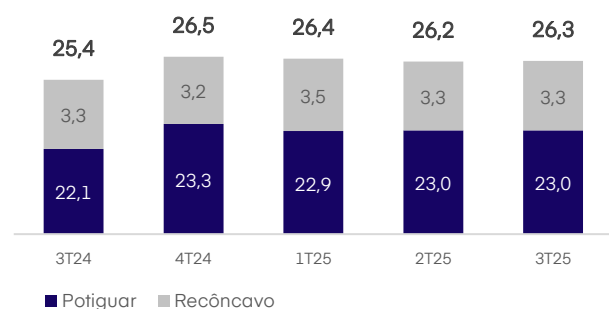
- (i) Potiguar: com volume de venda de óleo de 2.111 mil bbl, +1,2% T/T, a um preço médio de US\$ 62,3/bbl, e venda de gás⁷ *intercompany* de 1,0 milhão de MMBTU.
- (ii) Recôncavo: com volume de venda de óleo de 303 mil bbl, -0,6% T/T, a um preço médio de US\$ 65,9/bbl, e venda de gás, considerando *intercompany*, de 2,6 milhões de MMBTU, a um preço médio US\$ 7,0/MMBTU.

⁷ 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

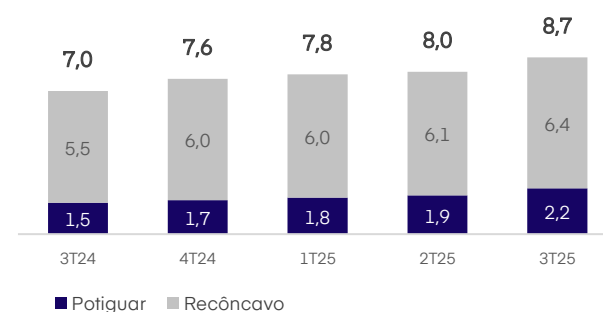
Produção de Óleo

Portfólio *Onshore* Companhia | kbb/d



Produção de Gás

Portfólio *Onshore* Companhia | kboe/d



No *onshore*, as atividades realizadas durante o trimestre foram suportadas por nove sondas. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 3T25, destaque para 151 *pullings*, 60 *workovers*, sete reativações e 46 abandonos.

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 relacionada à manutenção da escala de produção, compensando o declínio natural esperado para esses campos, e a projetos piloto de recuperação terciária.

Desde o 1T25, a Companhia utiliza 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 sete sondas subcontratadas em operação, sendo cinco sondas de *workover* e duas sondas de *pulling*.

Offshore

O segmento é composto pelos ativos (i) Atlanta⁸ (80%), (ii) Papa-Terra (62,5%), (iii) Peroá, (iv) Parque das Conchas (23%), sendo operado pela Shell, (v) Manati (45%) e (vi) Pescada (35%), sendo ambos operados pela Petrobras. Os demais ativos são operados pela Brava.

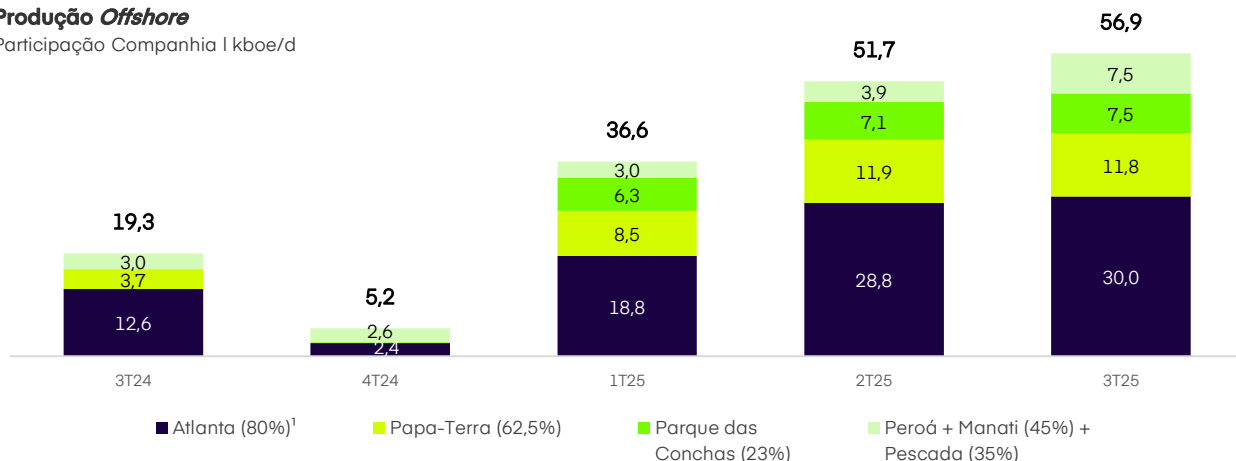
No 3T25, a performance do segmento é explicada pela evolução da operação de Atlanta, com conclusão da conexão dos poços 2H e 3H, contribuição de Manati ao longo de todo o trimestre e aumento da produção em Parque das Conchas decorrente do melhor desempenho operacional, após a campanha da troca dos módulos de bombeio.

⁸ 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.

Atlanta⁹ (WI 80%)

No terceiro trimestre de 2025, Atlanta renovou seu maior nível de produção trimestral desde o início da operação do campo, com registro de 37,5 mil boe/d para 100% do ativo, +2,9x A/A e +4,3% T/T. A performance é justificada pela operação do FPSO Atlanta através de seis poços produtores, após a conexão dos poços 2H e 3H em julho.

A Companhia iniciou, em agosto, uma etapa de ajustes operacionais e comissionamento de equipamentos no FPSO Atlanta, com conclusão prevista ao longo do 4T25. Paralelamente, a Companhia se prepara para implementação da Fase 2 de Atlanta, em que está previsto para dezembro o início das atividades da sonda de perfuração que realizará a campanha de perfuração de dois novos poços produtores.

Na esfera comercial, a venda de óleo em Atlanta somou 2.243 mil barris de óleo (bbl), -4,9% T/T, atingindo um preço médio de US\$ 61,6/bbl. Esse resultado foi influenciado por fatores macroeconômicos que impactaram o preço de negociação da carga.

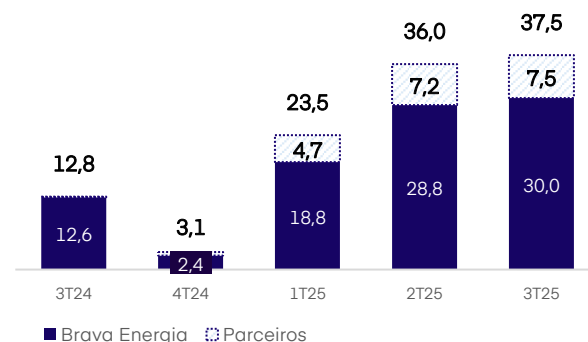
Papa-Terra¹⁰ (WI 62,5%)

No 3T25, Papa-Terra apresentou um desempenho consistente comparado ao trimestre anterior, -0,4% T/T, com registro de 18,9 mil boe/d para 100% do ativo.

O resultado do 3T25 reflete a continuidade da eficiência operacional observada desde o 2T25, com média de 91% ao longo do trimestre. Como consequência, o mês de julho registrou a maior produção desde agosto de 2021. Esse desempenho

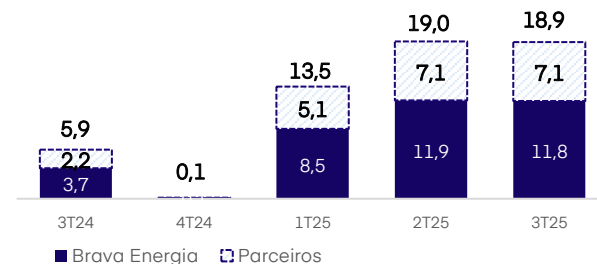
Produção de Atlanta

Participação Companhia | kboe/d



Produção de Papa-Terra

Participação Companhia | kboe/d

⁹ 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.¹⁰ 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

foi parcialmente compensado pela redução da produção na primeira quinzena de agosto, devido a ajustes na operação de *offloading*.

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 946 mil barris (bbl), -12,0% T/T, com um preço médio de US\$ 58,4/bbl. O desempenho no trimestre é justificado pela renegociação do contrato de venda da carga, que resultou em condições mais favoráveis para a Companhia.

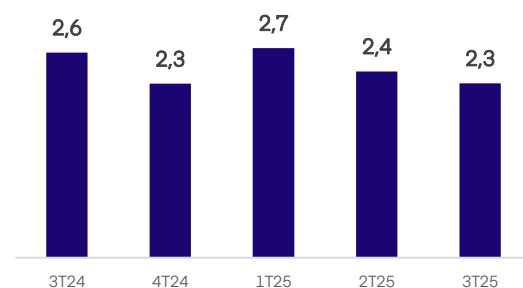
• Peroá

No 3T25, a produção do campo foi impactada por ajustes nos sistemas de geração de energia, que afetaram a performance do ativo no período. A produção total no período alcançou 2,3 mil boe/d, redução de -12,1% A/A e de -5,1% T/T, sendo a produção média diária de gás de 2,2 boe (353 mil m³), -12,0% A/A e -5,5% T/T.

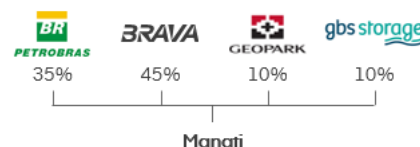
O ativo Peroá registrou a venda de óleo de 6,8 mil barris (bbl) a um preço médio de US\$ 72,3/bbl, e 2,6 milhões de MMBTU no 3T25, a um preço médio de US\$ 9,1/MMBTU, equivalente a 13,1% do valor de referência do *Brent*.

Produção de Peroá

Participação Companhia | 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. Outras empresas detêm a parcela remanescente, conforme organograma ao lado.



Após a retomada da produção em maio de 2025, Manati voltou a operar em nível normalizado no 3T25. No terceiro trimestre, o ativo apresentou uma produção média diária de gás de 10,6 mil boe/d (1.679 mil m³/d) para 100% do ativo.

Nos aspectos comerciais, o ativo registrou a venda de gás de 2,4 milhões de MMBTU no 3T25, a um preço médio de US\$ 5,9/MMBTU, equivalente a 8,5% do valor de referência do *Brent*.

• Parque das Conchas (WI 23%)

A produção de óleo no trimestre alcançou 29,9 mil bbl/d, +5,6% T/T, e a produção de gás atingiu 3,0 mil boe/d (450 mil m³/d), +13,5% T/T, totalizando 32,7 mil boe/d, +6,3% T/T para 100% do ativo. Esse resultado reflete a melhoria na eficiência operacional após a campanha da troca dos modelos de bombeio e a otimização na injeção de água do campo.

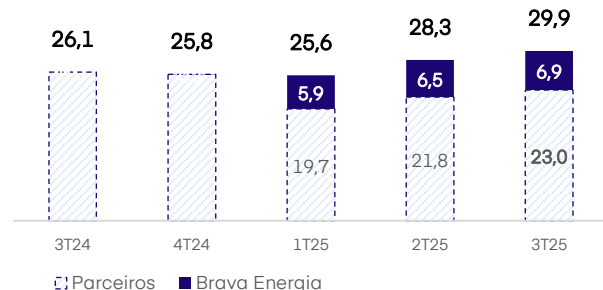
Em julho, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") aprovou o Acordo de Individualização da Produção ("AIP") da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte. O AIP é celebrado em situações nas quais as jazidas se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentação da ANP.

Comentário do Desempenho

A jazida compartilhada é composta principalmente pela área do Campo de Jubarte (97,25%), pela área não contratada representada pela União (1,89%) e pela área do Campo de Argonauta (0,86%), na qual a Companhia detém 23% de participação. Atualmente, as partes envolvidas negociam o ajuste financeiro relativo aos volumes produzidos até a data de início do AIP.

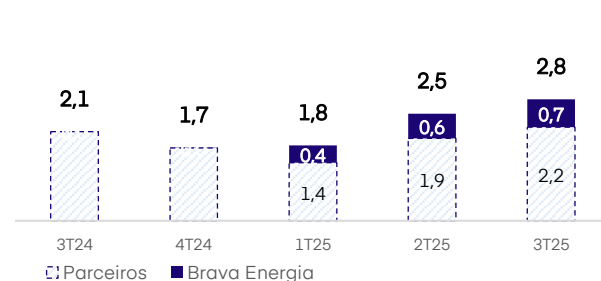
Produção de Óleo | Parque das Conchas

kbbbl/d



Produção de Gás | Parque das Conchas

kboe/d



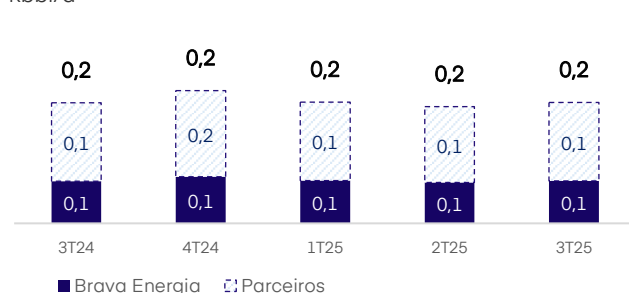
O ativo alcançou a venda de óleo de 724 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 64,2/bbl durante o terceiro trimestre de 2025.

- 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.

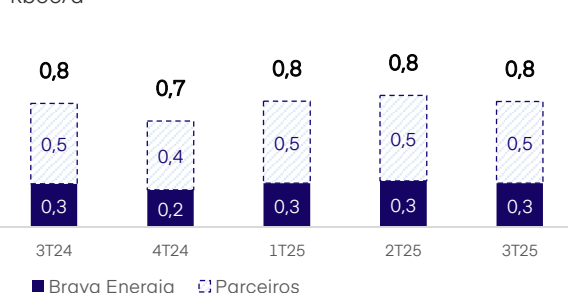
Produção de Óleo | Pescada

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\$ 66,7/bbl no 3T25.

Comentário do Desempenho***Downstream***

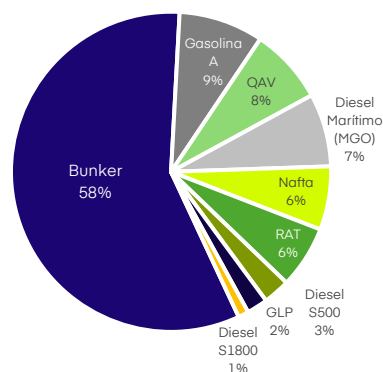
No 3T25, a Companhia realizou a venda de 3.100 mil barris de produtos derivados, -3,9% T/T. O desempenho no trimestre reflete (i) menor taxa de utilização da refinaria que atingiu FUT (Fator de Utilização) de 86,2% (-0,3 p.p. T/T) e (ii) menor comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (i) a participação de 58% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), (ii) maior volume de venda de Gasolina A (+4% T/T) e (iii) menor nível de comercialização de MGO (-32% T/T) e Diesel S-500 (-7% T/T).

A Companhia atendeu a demanda do mercado local com a oferta de diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP (gás líquido de petróleo), além de suprir 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 terceiro trimestre, a Brava concluiu o processo de *closing* referente à venda de 50% da infraestrutura de *midstream* de gás localizada na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, para a PetroReconcavo. Com a operação, a Brava recebeu o montante de R\$ 296,7 milhões (US\$ 56 milhões), permanecendo como operadora dos ativos. A partir da assinatura do *closing*, a operação passou a ser regida por um *Joint Operating Agreement* (JOA) e contará com a constituição de um Comitê Operacional, responsável por estabelecer as diretrizes orçamentárias e metas de eficiência da infraestrutura conjunta.

Detalhamento de Produtos Vendidos (%)



Comentário do Desempenho

Desempenho Financeiro

A Brava apresenta a seguir os principais destaques financeiros do **terceiro trimestre de 2025 ("3T25")**, refletindo suas respectivas participações¹¹ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia. A visão proforma tem como objetivo permitir a comparação com períodos anteriores às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), concluídas em 31 de julho de 2024. Vale destacar que os dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso as operações tivessem sido concluídas antes desta data.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	3T25	3T24 Proforma	Δ A/A	2T25	Δ T/T	9M25	9M24 Proforma	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>													
Receita Líquida	933,9	1.530,6	1.297,5	-	(703,4)	3.058,6	2.193,5	39,4%	3.142,4	-2,7%	9.075,3	8.146,2	11,4%
Custo do Produto Vendido	(617,4)	(959,4)	(1.251,8)	-	666,8	(2.161,8)	(1.715,7)	26,0%	(2.076,0)	4,1%	(6.181,7)	(5.805,9)	6,5%
Royalties	(77,1)	(107,6)	-	-	-	(184,7)	(119,2)	54,9%	(186,1)	-0,7%	(556,3)	(459,4)	21,1%
Luoro Bruto	316,5	571,2	45,7	-	(36,6)	896,8	477,8	87,7%	1.066,3	-16,9%	2.893,6	2.340,3	23,6%
Despesas G&A	(82,1)	(27,9)	(20,7)	(6,2)	-	(136,9)	(384,4)	-64,4%	(139,8)	-2,1%	(440,6)	(796,8)	-44,7%
Gastos Exploratórios	-	(16,2)	-	-	-	(16,2)	(16,5)	-2,0%	(15,3)	5,6%	(54,7)	(42,5)	28,6%
Outras receitas e despesas operacionais	(121,6)	(8,7)	300,2	(47,0)	-	123,0	1.001,8	-87,7%	(7,4)	-	38,2	940,9	-95,9%
Luoro Operacional	112,8	518,5	325,2	(53,1)	(36,6)	866,7	1.078,7	-19,7%	903,8	-4,1%	2.436,5	2.441,8	-0,2%
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
Resultado antes de impostos	-	-	-	-	-	(460,3)	842,4	-	1.530,6	-	2.325,1	20,7	-
Imposto de renda e contribuição social ¹	-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
Luoro Líquido	-	-	-	-	-	120,7	498,4	-75,8%	1.049,1	-88,5%	1.998,9	(104,4)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
Depreciação e Amortização	(199,5)	(440,0)	(18,1)	-	(20,4)	(678,1)	(532,3)	27,4%	(534,1)	27,0%	(1.659,6)	(1.627,3)	2,0%
Depreciação e Amortização G&A	(12,1)	(0,8)	(0,1)	(4,4)	0,5	(16,9)	(10,0)	69,0%	(14,9)	13,1%	(46,5)	(30,8)	50,8%
EBITDA	324,4	959,3	343,4	(48,7)	(16,7)	1.561,7	1.621,0	-3,7%	1.452,9	7,5%	4.142,6	4.100,0	1,0%
Margem EBITDA	34,7%	62,7%	26,5%	-	-	51,1%	73,9%	-22,8 p.p.	46,2%	4,8 p.p.	45,6%	50,3%	-4,7 p.p.
Ajustes não recorrentes	112,9	(124,9)	(297,5)	47,5	-	(262,1)	(893,6)	-70,7%	(122,7)	2,1x	(442,8)	(1.097,5)	-59,7%
EBITDA Ajustado	437,3	834,3	45,9	(1,2)	(16,7)	1.299,6	727,4	78,7%	1.330,2	-2,3%	3.699,8	3.002,5	23,2%
Margem EBITDA Ajustado	46,8%	54,5%	3,5%	-	-	42,5%	33,2%	+9,3 p.p.	42,3%	+0,2 p.p.	40,8%	36,9%	+3,9 p.p.

O detalhamento por segmento de negócio é elaborado com base em informações financeiras disponíveis, diretamente atribuíveis a cada segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio e utilizadas pela Diretoria Executiva como suporte à tomada de decisão na alocação de recursos e na avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados por segmentado, o *upstream* e *downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho de cada segmento e sua contribuição para os resultados consolidados da Companhia. Além disso, são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre subsidiárias e segmentos de negócio da Companhia (*intercompany*), refletindo a estrutura integrada da Brava.

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.

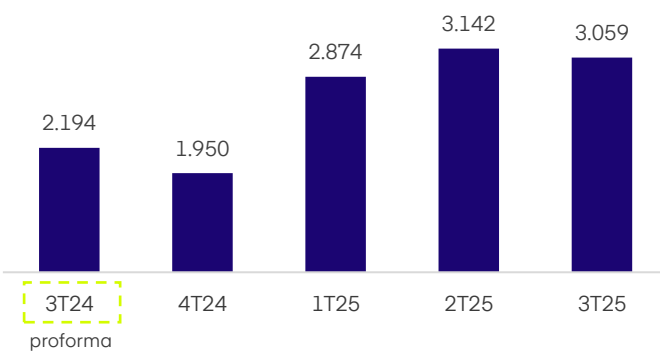
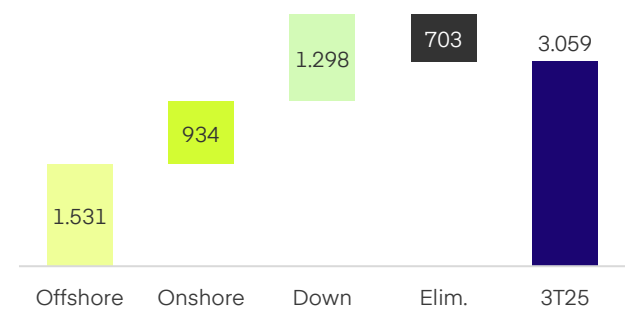
¹¹ Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta (a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação), 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

Comentário do Desempenho

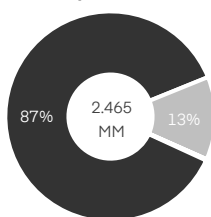
Receita Líquida

A Brava registrou receita líquida¹² consolidada de R\$ 3.058,6 milhões (US\$ 561,3 milhões) no 3T25, um aumento de 1,2% em dólares. O desempenho foi impactado, principalmente: (i) pelo menor volume vendido em Atlanta e Papa-Terra, em razão do aumento dos estoques T/T de óleo nos ativos, (ii) pela redução da receita no *downstream*, sendo reflexo do maior volume de derivados em estoque no encerramento do trimestre, parcialmente compensados (iii) pela melhor monetização de gás (+40,3% T/T) e (iv) maior volume vendido em Parque das Conchas quando comparado com o segundo trimestre de 2025.

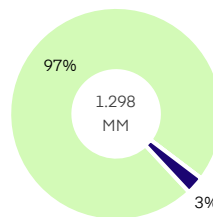
O segmento *upstream* registrou R\$ 2.464,5 milhões no 3T25, sendo 62% referente ao *offshore* e 38% ao *onshore*, que contemplam, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural. O segmento *downstream* alcançou R\$ 1.297,5 milhões no 3T25, que abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário. Por fim, as eliminações de R\$ 703,4 milhões são 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 3T25
(R\$ milhões)

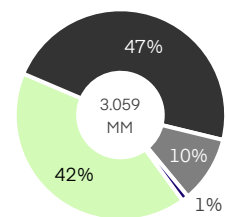
Upstream



Downstream



Brava Energia 3T25



■ óleo

■ gás

■ derivados

■ serviços

A receita do *upstream* de R\$ 2.464,5 milhões, estável T/T, é composta por: (i) R\$ 2.144,5 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 314,8 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 4,7 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 trimestre é um reflexo do aumento dos níveis de estoque nos campos de Atlanta e Papa-Terra, da estabilidade no segmento *onshore* e de um desconto mais elevado na venda de óleo de Atlanta T/T.

¹² (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, nessa 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

Já a receita do *downstream* de R\$ 1.297,5 milhões, -5,8% T/T, é composta por: (i) R\$ 1.262,0 milhões referentes à venda de produtos derivados e (ii) R\$ 35,5 milhões referentes à prestação de serviços. A performance no trimestre foi impactada pelo menor volume vendido de derivados, em função do aumento nos níveis de estoque, pela redução nas receitas de serviços, decorrente da menor utilização das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) por terceiros e pelo efeito da desvalorização do dólar médio no período, com redução de 3,8% em relação ao trimestre anterior.

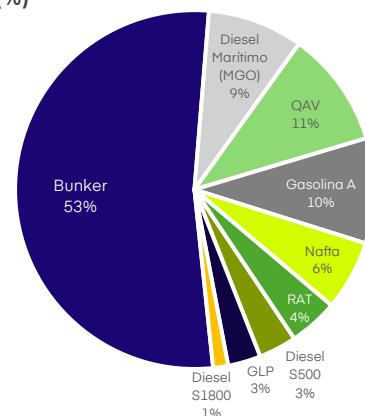
A Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas de terceiros. A produção de terceiros é utilizada na dieta da refinaria ou é vendida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

Além da rede de dutos e da 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 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 3T25, de R\$ 1.262,0 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*, a receita líquida consolidada de R\$ 3.058,6 milhões é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 1.449,0 milhões referentes à venda de óleo, (ii) 1.266,7 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 311,8 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 31,1 milhões através da prestação de serviços.

Receita Líquida de Derivados 3T25 (%)



Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.161,8 milhões (US\$ 396,7 milhões) no 3T25, +4,1% T/T. O desempenho no trimestre é justificado, principalmente, pelo aumento da depreciação e amortização, decorrente da reavaliação patrimonial de Parque das Conchas, incluindo ajustes de períodos anteriores, parcialmente compensado pela redução dos custos de extração do segmento *upstream* (-5,9% T/T) e pela desvalorização de 3,8% no dólar médio em relação ao trimestre anterior, considerando que a maior parte dos custos da Companhia são dolarizados, principalmente no segmento *offshore*.

O *upstream* registrou custos de R\$ 1.576,8 milhões, +10,3% T/T, enquanto o *downstream* apresentou de R\$ 1.251,8 milhões, -3,3% T/T. Já as eliminações intragrupo somaram R\$ 666,8 milhões, +2,9% 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 3T25.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 136,9 milhões (US\$ 25,1 milhões) no 3T25, -2,1% T/T, sendo R\$ 82,1 milhões referentes ao *onshore*, R\$ 27,9 milhões ao *offshore*, R\$ 20,7 ao *downstream* e R\$ 6,2 milhões à estrutura corporativa da Companhia.

Comentário do Desempenho

Os gastos exploratórios ocorridos no período de R\$ 16,2 milhões (nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia), representa 10,6% do valor total do G&A. Ao considerar esses gastos, o G&A somou R\$ 153,0 milhões (ou US\$ 28,1 milhões) no 3T25.

Outras receitas e despesas operacionais¹³ apresentaram resultado líquido positivo de R\$ 123,0 milhões (US\$ 22,6 milhões) no 3T25. O desempenho trimestral refletiu o recebimento de R\$ 297,5 milhões da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream*, parcialmente compensado pelo descomissionamento do campo de Aratum do Polo Potiguar de R\$ 112,9 milhões e provisão do *earn-out* de R\$ 47,5 milhões do antigo controlador.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 3T25 com lucro bruto de R\$ 896,8 milhões (US\$ 164,6 milhões), -15,9% T/T**, dos quais: (i) R\$ 887,7 milhões de contribuição do segmento *upstream* e (ii) R\$ 45,7 milhões do segmento *downstream*, descontados de (iii) R\$ 36,6 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 866,7 milhões (US\$ 159,1 milhões) no 3T25, -4,1% T/T, sendo: (i) R\$ 631,3 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 325,2 milhões de contribuição do segmento *downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 53,1 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 36,6 milhões em eliminações *intercompany*.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 3T25 foi negativo em R\$ 1.327,0 milhões (US\$ 243,5 milhões), comparado a um resultado positivo de R\$ 626,7 milhões no trimestre anterior. A performance do trimestre é explicada, principalmente: (i) pela despesa de R\$ 849,4 milhões relacionada à antecipação dos recebíveis atrelados ao financiamento da Yinson para o projeto de adaptação do FPSO Atlanta; (ii) pelo efeito dos juros e correção monetária incorridos no período de R\$ 634,1 milhões, relacionados aos empréstimos, debêntures e arrendamentos, (iii) pelas despesas relacionadas à emissão e captação de debêntures em R\$ 201,6 milhões, parcialmente compensada (iv) pelo saldo de aplicações financeiras em R\$ 130,4 milhões, e (v) pelo resultado líquido positivo de R\$ 102,8 milhões com instrumentos de *hedge*, composto por: R\$ 162,5 milhões referentes ao resultado líquido positivo do *hedge* das dívidas, parcialmente compensado pelo resultado líquido negativo do *hedge* de moeda em R\$ 40,7 milhões e de óleo em R\$ 17,5 milhões, e pelo saldo remanescente negativo de R\$ 1,6 milhões correspondente ao TRS vinculado às ações¹⁴, relacionado ao ajuste de participação recíproca decorrente da incorporação de ações da Enauta.

Considerando o efeito caixa, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 297,2 milhões (US\$ 55,9 milhões¹⁵) no 3T25, explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos no montante total de R\$ 365,8 milhões, (ii) resultado líquido negativo de *hedge* de moeda em R\$ 12,4 milhões, parcialmente compensado por (iii) resultado líquido positivo de R\$ 130,4 milhões proveniente das aplicações financeiras.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia encerrou o 3T25 com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, equivalentes a **14.470 mil barris de petróleo em um horizonte de 18 meses**.

¹³ Conforme Nota Explicativa 32 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹⁴ Conforme Fato Relevante publicado em 05 de junho de 2025 ([acesse aqui](#))

¹⁵ Considera o dólar de encerramento do trimestre de 5,32

Comentário do Desempenho

- **NDF (*Non-Deliverable Forward*):** cobertura de 4.736 mil barris, com preço médio de US\$ 66,7 por barril, com vencimento até 1T27
- **Collar (*zero cost collar - compra de opção PUT e venda de opção Call*):** cobertura de 9.734 mil barris, com piso médio de US\$ 61,3 e teto médio de US\$ 74,9 por barril, com vencimento até 1T27

A Companhia avalia de forma recorrente as condições de mercado e aplica a estratégia de *hedge* de petróleo com o objetivo de minimizar efeitos negativos de oscilação da *commodity*, protegendo sua produção futura e adicionando previsibilidade ao fluxo de caixa. A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 3T25.

Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento
NDF				Collar			
	233	\$ 67,8	4T25		3.138	\$ 61,3	4T25
	667	\$ 67,3	1T26		2.869	\$ 60,9	1T26
	383	\$ 67,6	2T26		2.464	\$ 61,5	2T26
	1.683	\$ 66,6	3T26		863	\$ 62,2	3T26
	1.280	\$ 66,2	4T26		300	\$ 62,0	4T26
	490	\$ 66,4	1T27		100	\$ 62,0	1T27
Total	4.736	\$ 66,7	-	Total	9.734	\$ 61,3	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) registraram crédito de R\$ 581,0 milhões (US\$ 106,6 milhões) no 3T25, justificado pelo diferimento do imposto de renda, em razão do resultado negativo antes de impostos, que, por sua vez, é consequência da despesa financeira referente à antecipação dos recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia ao projeto de adaptação do FPSO Atlanta e reconhecimento de créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros, conforme detalhado na nota explicativa 10 das Demonstrações Financeiras.

Do total de R\$ 581,0 milhões no período, o IR e CSLL correntes gerou um resultado negativo de (i) R\$ 90,7 milhões, sendo que R\$ 98,0 milhões têm efeito caixa e (ii) R\$ 671,7 milhões referentes ao IR e CSLL diferidos.

Lucro Líquido e Lucro Líquido Ajustado

A Companhia encerrou o terceiro trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 120,7 milhões (US\$ 22,2 milhões). O resultado foi impactado, principalmente, pela despesa financeira relacionada à antecipação dos recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia ao projeto de adaptação do FPSO Atlanta, sendo um efeito de natureza exclusivamente contábil, sem impacto caixa.

Desconsiderando a despesa financeira relacionada à antecipação dos recebíveis do FPSO Atlanta, o Lucro Líquido ajustado no 3T25 foi de R\$ 681,3 milhões (ou US\$ 125,0 milhões), já considerando os efeitos fiscais.

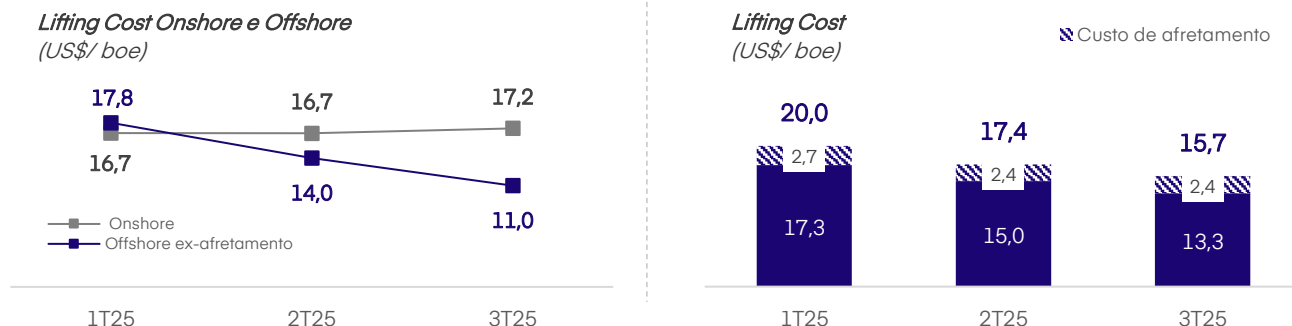
Custo de Extração (*Lifting Cost*)

No 3T25, o *lifting cost* médio ponderado da Companhia atingiu seu menor nível histórico, com US\$ 13,3/boe, representando uma redução de 25,8% A/A e de 11,5% T/T. Ao considerar os custos de afretamento, o *lifting cost* consolidado da Brava foi de US\$ 15,7/boe, -21,5% A/A e -9,5% T/T. A redução do *lifting cost* médio consolidado é resultado, principalmente, de menores custos absolutos de extração

Comentário do Desempenho

no *offshore* e do aumento da produção no período, que favoreceu a diluição de custos fixos, parcialmente compensado por maiores gastos com energia e incremento de atividades operacionais em poços no *onshore*.

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.



No *onshore*, o *lifting cost* alcançou US\$ 17,2 /boe, -15,6% A/A e +3,2% T/T. O resultado no trimestre reflete maiores custos de energia e de atividades de manutenção e integridade nas instalações operacionais, parcialmente compensado pela maior produção do segmento no trimestre.

- **Potiguar** registrou *lifting* de US\$ 17,9/boe, +3,3% T/T, em razão de maiores custos de energia, decorrentes de repasses de períodos anteriores, que foram compensados por menores custos de energia no *Downstream*; e maior número de atividades em poços, parcialmente compensado por menores custos de operação e manutenção (O&M) e maior nível de produção no período, consequentemente, com maior capacidade de diluição de custos.
- **Recôncavo** registrou *lifting* de US\$ 15,0/boe, +3,2% T/T, devido a maiores custos de energia, em razão de reajustes contratuais, e de serviços ambientais e segurança, parcialmente compensado por maior produção, favorecendo uma maior diluição de custos.

No *offshore*, o *lifting cost* alcançou o menor nível histórico da Companhia com registro de US\$ 11,0/boe, -18,2% A/A e -21,3% T/T. Ao considerar o custo de afretamento, o indicador alcançou 14,9/boe, -23,5% A/A e -16,6% T/T.

- **Atlanta** registrou *lifting* de US\$ 5,7/boe, -40,5% T/T, (ou US\$ 12,0/boe considerando o custo de afretamento, -22,4% T/T). Esse desempenho reflete menores custos atrelados ao consumo de diesel no FPSO, normalização dos custos com embarcação de apoio e aumento da produção com a entrada dos poços 2H e 3H no 3T25, o que contribui para uma maior diluição de custos fixos da operação, parcialmente compensado, por maiores custos de afretamento.
- **Papa-Terra** registrou *lifting* de US\$ 22,3/boe no trimestre. O *lifting cost* nos primeiros nove meses de 2025 (9M25) atingiu US\$ 24,8/boe, um resultado 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 com a revisão de contratos de operação e manutenção.
- **Parque das Conchas** apresentou *lifting* de US\$ 9,9/boe no 3T25 (ou US\$ 13,9/boe incluindo afretamento). Esse resultado é impactado por efeitos pontuais de repasse de custos do operador do ativo para a Companhia. Para fins de análise, o *lifting cost* nos primeiros nove meses de 2025 (9M25)

Comentário do Desempenho

alcançou US\$ 17,9/boe (ou US\$ 21,8/boe com afretamento), com custos de extração sendo, majoritariamente, atrelados a serviços de reparo e manutenção, O&M e logísticas.

- **Manati** registrou *lifting* de US\$ 15,0/boe no 3T25, -39,7% T/T, sendo este resultado impulsionado pela normalização da produção do ativo no período.
- **Peroá** registrou US\$ 8,4/boe no 3T25, -18,5% T/T. O resultado foi influenciado por menores custos com saúde, segurança e meio ambiente (HSE) (período anterior com custos não recorrentes), além de reduções em operação e manutenção (O&M) e energia, parcialmente compensados pelo menor nível de produção, que reduziu a capacidade de diluição de custos.

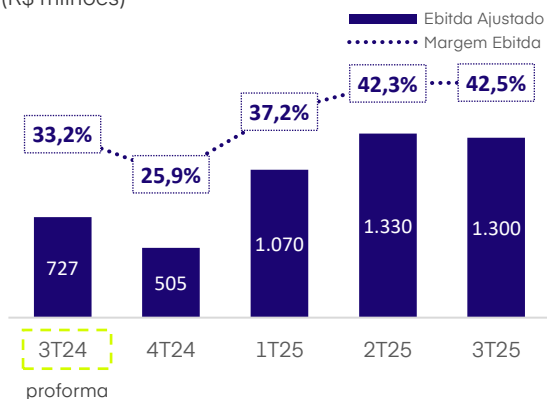
EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.299,6 milhões (US\$ 238,5 milhões) no 3T25, +1,6% T/T em dólar. Ao considerar o *hedge* de óleo (conforme ajuste utilizado para cálculo de *covenants* das dívidas), o Ebitda Ajustado no trimestre foi R\$ 1.314,9 milhões (US\$ 241,3 milhões). Esse resultado reflete a contribuição do segmento *offshore* com R\$ 834,3 milhões e dos segmentos *onshore* e *downstream* com R\$ 483,2 milhões, parcialmente compensado pelo resultado negativo de R\$ 17,9 milhões referente a eliminações *intercompany* e ao segmento corporativo.

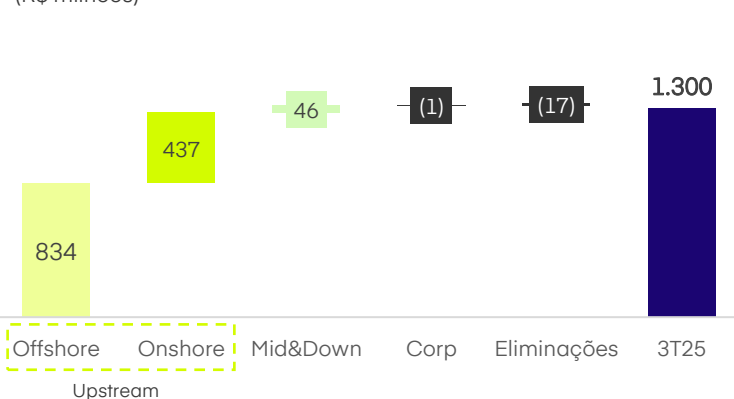
Os ajustes do 3T25 somaram R\$ 262,1 milhões (US\$ 48,1 milhões) no EBITDA, sendo: (i) R\$ 297,5 milhões referente ao recebimento da parcela da venda dos ativos da infraestrutura de *downstream*, (ii) R\$ 125,7 milhões correspondente ao impacto dos efeitos de IFRS-16, majoritariamente atrelados ao FPSO Atlanta, parcialmente compensados pela (iii) reversão de despesas de abandono (ARO) de R\$ 113,6 milhões¹⁶ e (iv) provisão do *earn-out* do antigo controlador de R\$ 47,5 milhões.

A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 42,5% no 3T25, +0,2 p.p. T/T. O desempenho do trimestre é justificado pelo aumento da margem registrada no *offshore* para 54,5% (+3,0 p.p. T/T), impactada pela maior margem registrada em Atlanta e Papa-terra com 67,6% (+2,6 p.p. T/T) e 44,2% (+7,0 p.p. T/T), respectivamente, e normalização da margem em Parque das Conchas com registro de 61,2% (+28,7 p.p. T/T). Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor margem registrada no *downstream*, em razão do aumento do nível de estoque em derivados, consequentemente, menor monetização dos produtos derivados, e impacto do dólar médio do período, -3,8% T/T.

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



Composição do EBITDA Ajustado 3T25
(R\$ milhões)



¹⁶ Nota explicativa 32 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

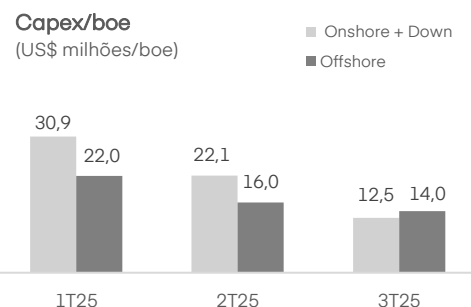
Comentário do Desempenho

Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *offshore* registrou margem EBITDA Ajustado de 54,5% no 3T25, +9,5 p.p. A/A e +3,0 p.p. T/T, enquanto o segmento *onshore* alcançou 46,8%, -1,6 p.p. T/T e o segmento *downstream* aferiu margem de 3,5%, -4,1 p.p. T/T.

Em 9M25, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 3.699,8 milhões (US\$ 656,1 milhões), sendo: (i) R\$ 3.524,7 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, sendo 59% *offshore* e 41% *onshore*, e (ii) R\$ 226,2 milhões referentes ao segmento *downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 16,8 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 46,4 milhões em eliminações *intercompany*.

Capex

A Brava investiu R\$ 616,2 milhões (US\$ 113,1 milhões¹⁷) em capex no 3T25, -18,7% T/T em reais, sendo o quarto trimestre consecutivo de redução nos investimentos e alcançou o menor nível de capex por produção (US\$/boe) em ambos os segmentos, com destaque para: (i) o menor nível alcançado pelo segmento *onshore* no período, e (ii) o aumento dos investimentos realizados em Atlanta, em decorrência do início da campanha de perfuração de dois novos poços da Fase 2.

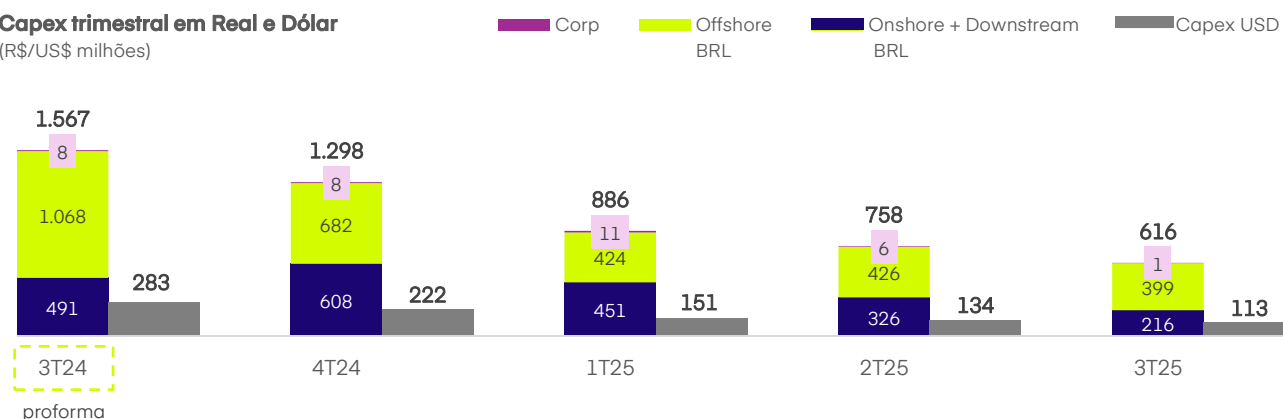


Do montante total de capex do 3T25, 65% foram direcionados ao segmento *offshore*, -6,2% T/T, com destaque para a redução de 63,7% T/T nos investimentos em Papa-Terra, que foram concentrados em inspeções e atividades de tanques. Por outro lado, Atlanta registrou aumento de 27,3% T/T, impulsionado pelos aportes na campanha de desenvolvimento da Fase 2, que contemplam a perfuração de dois novos poços (representando 32% do total de capex do *offshore*), e pelo encerramento contratual com fornecedores da Fase 1.

As atividades do *onshore*, incluindo o segmento *downstream*, consumiu 35% do total investido no trimestre, -33,7% T/T, em decorrência da redução das atividades de perfuração e *workover*.

A parcela remanescente de Capex corresponde aos investimentos do segmento corporativo, sendo composta por gastos com tecnologia e investimentos em instalações corporativas.

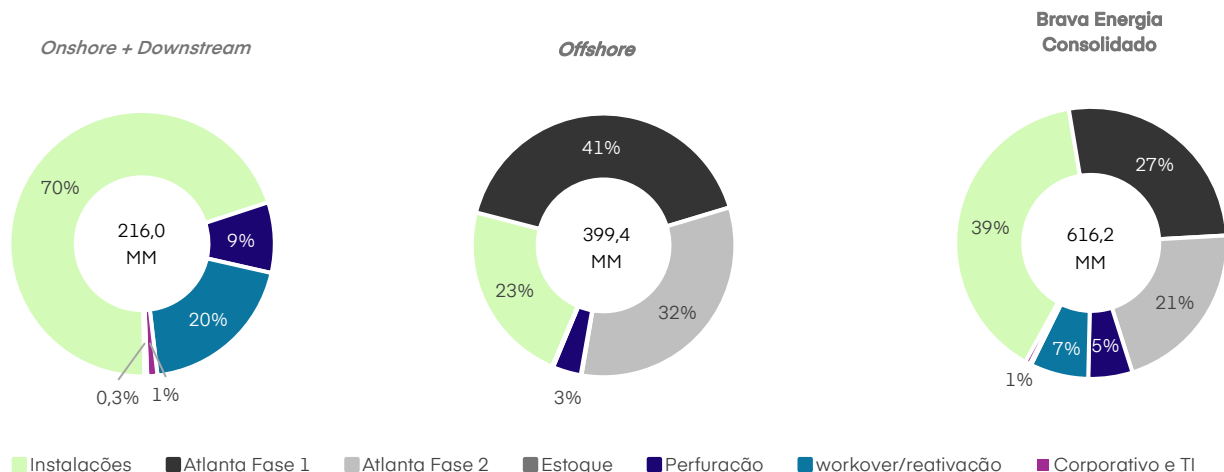
Capex trimestral em Real e Dólar
(R\$/US\$ milhões)



Capex por atividade – 3T25

¹⁷ Considerado o dólar médio do período de 5,45.

Comentário do Desempenho



No 9M25, a aplicação de Capex acumulou R\$ 2.260,4 milhões (US\$ 398,3 milhões), -41,4% A/A em reais. Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.248,8 milhões aplicados no segmento *offshore*, enquanto R\$ 993,1 milhões foram alocados no segmento *onshore* e *downstream*. A parcela complementar de R\$ 18,5 milhões foi consumida no segmento corporativo.

O resultado do capex com efeito caixa registrado no 3T25 foi de R\$ 780,5 milhões (US\$ 143,2 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 164,2 milhões (US\$ 30,1 milhões), refere-se a pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre. No 9M25, a aplicação de capex com efeito caixa somou R\$ 2.358,8 milhões (US\$ 417,5 milhões).

Fluxo de Caixa Direto

No 3T25, a geração de caixa operacional somou R\$ 1.333,4 milhões (US\$ 250,7 milhões¹⁸), incluindo o resultado líquido positivo de R\$ 15,3 milhões referentes aos contratos de *hedge* de óleo e R\$ 31,2 milhões do saldo líquido positivo do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy). Ao considerar os custos de abandono (ABEX) realizados no período, no montante de R\$ 40,3 milhões, a soma das atividades operacionais alcançou R\$ 1.293,2 milhões (US\$ 243,1 milhões), -11,0% T/T. A performance do trimestre é explicada, principalmente, pelo efeito do maior estoque de óleo e derivados detidos no encerramento do trimestre e por um desconto mais elevado na venda de óleo de Atlanta T/T, parcialmente compensada pela redução nos custos de extração e menor despesas gerais e administrativas.

Conforme nota explicativa 7, vale destacar que a posição de estoques de óleo e derivados da Companhia soma R\$ 731,8 milhões (ou US\$ 137,6 milhões) ao final do 3T25, contabilizada ao valor de custo de produção, um aumento de cerca de R\$ 174,6 milhões (ou US\$ 35,5 milhões) em relação ao trimestre anterior.

As atividades de investimento consumiram R\$ 708,3 milhões (US\$ 133,2 milhões) no 3T25, -8,7% T/T. O resultado decorre dos investimentos realizado no período (capex) de R\$ 780,5 milhões e pagamento das parcelas referente às obrigações do portfólio (*earn-out*) dos ativos Peroá e Papa-Terra no valor total de R\$ 187,7 milhões (ou US\$ 35,3 milhões), parcialmente compensado pelo recebimento da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream* de R\$ 259,9 milhões¹⁹.

As atividades de financiamento somaram R\$ 94,9 milhões (US\$ 17,8 milhões) no 3T25, comparado a um consumo de R\$ 355,2 milhões no trimestre anterior, e contemplam: (i) a emissão da 9ª emissão de debêntures no montante de R\$ 2.786,9 milhões, (ii) os recebíveis do FPSO Atlanta no montante de R\$

¹⁸ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,32

¹⁹ Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia durante o 3T25: [Acesse aqui](#).

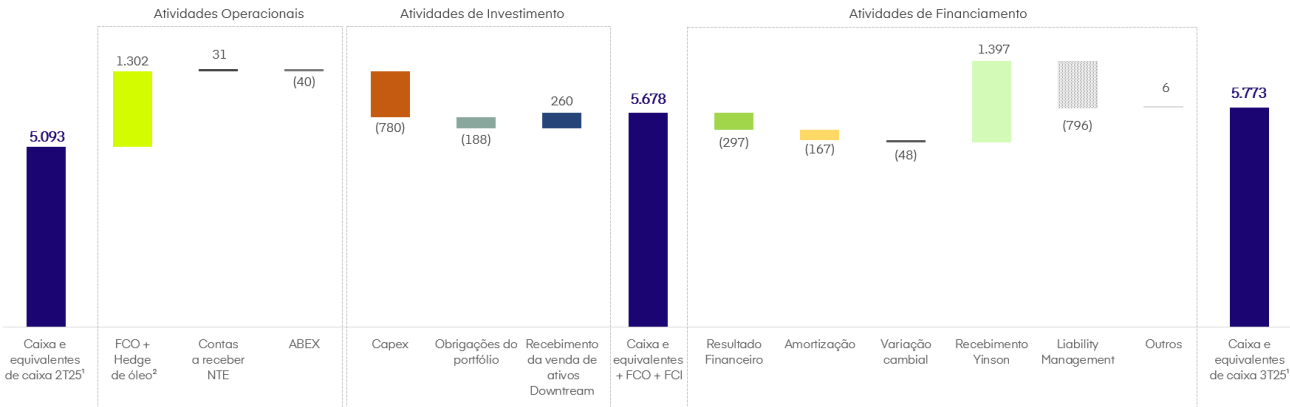
Comentário do Desempenho

1.396,6 milhões, parcialmente compensadas pelo (iii) amortização antecipada das debêntures da 4ª emissão da 3R Potiguar S.A. ("Debênture Cambial") e da 2ª série da primeira emissão de debêntures da Enauta (ENAT21) que somaram R\$ 3.436,6 milhões, (iv) o pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos de R\$ 365,8 milhões e (v) desembolso do prêmio de pré-pagamento (*fee*) e custo de captação das debêntures no montante total de 146,0 milhões.

Em decorrência dessa dinâmica, o caixa líquido, desconsiderando a aplicação financeira do *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida, registrou uma geração de R\$ 679,7 milhões no trimestre.

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)



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\$ 2.701,1 milhões. ² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 15,3 milhões).

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 3T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 5.773,1 milhões, +13,3% T/T, ou US\$ 1.085,5 milhões, +16,3% T/T. Esse valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira de R\$ 2.701,1 milhões (US\$ 507,9 milhões) referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida.

O incremento de caixa no trimestre é justificado, principalmente: (i) pela forte geração de caixa operacional²⁰ de R\$ 1.333,4 milhões, (ii) pela antecipação de R\$ 1.396,6 milhões dos recebíveis atrelados ao financiamento da Yinson ao projeto de adaptação do FPSO Atlanta, (iii) pelo recebimento da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream* de R\$ 259,9 milhões, parcialmente compensado (iv) pelos efeitos de implementação do *liability management*, com a emissão de nova dívida (debênture) de R\$ 2.786,9 milhões e amortização antecipada das debêntures no total de R\$ 3.436,6 milhões (principal).

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.706,3 (US\$ 508,8) milhões, encerrou o 3T25 em R\$ 13.175,7 milhões, -6,1% T/T, ou US\$ 2.477,3 milhões, -3,6% T/T em dólares. Esse resultado reflete a estratégia de *Liability Management* da Companhia, que segue em constante aprimoramento da sua estrutura de capital para acelerar o seu processo de desalavancagem.

Durante o trimestre, a Companhia realizou a 9ª emissão de debêntures de US\$ 500 milhões (ou R\$ 2.786,9 milhões), com prazo de vencimento de 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

²⁰ Fluxo de Caixa Operacional considera o *Hedge* de óleo (R\$ 15,3 milhões) e o saldo líquido positivo do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) (R\$ 31,2 milhões), e desconsidera os custos de abandono (ABEX) realizados no período (R\$ 40,3 milhões).

Comentário do Desempenho

resgate antecipado total das debêntures da 4ª emissão de debêntures da 3R Potiguar S.A. ("Debênture Cambial") de R\$ 2.773,3 milhões²¹ (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.

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 milhões²²) de principal, cuja taxa de juros era de CDI + 4,25% a.a. captada em dezembro de 2022.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 3T25 com dívida líquida de R\$ 7.402,6 milhões, -17,2% T/T**, ou US\$ 1.391,8 milhões, -15,0% 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 compromissos contingentes, esses estão vinculados ao valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo.

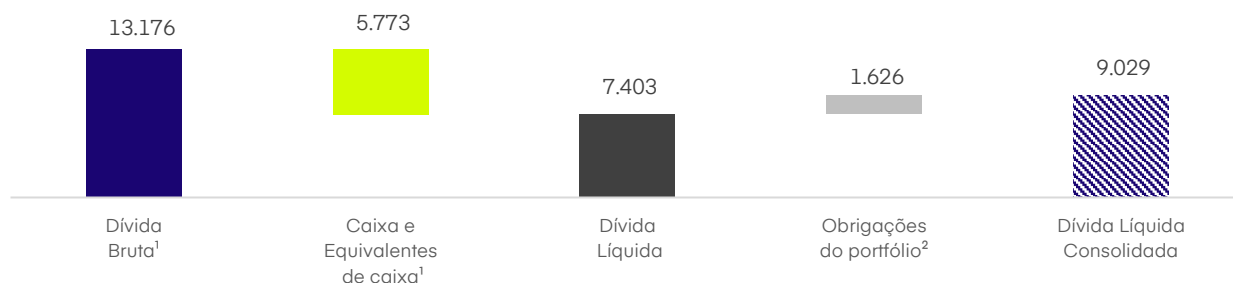
No encerramento do 3T25, os compromissos a pagar por aquisições totalizaram R\$ 1.626,3 milhões, -10,5% T/T, ou US\$ 305,8 milhões, -8,1% T/T. Esta variação decorre, principalmente, do pagamento de R\$ 187,7 milhões (US\$ 35,3 milhões) realizado no período, referente a parcelas dos ativos Papa-Terra e Peroá.

Ativos	4T25	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de reais						
Peroá (WI 100%)	-	141	-	-	-	141
Papa- Terra (WI 62,5%)	97	21	44	19	196	377
Potiguar	-	409	384	-	-	792
Parque das Conchas (WI 23%)	165	151	-	-	-	316
Total de Pagamentos	262	721	428	19	196	1.626
Contingente	97	162	44	19	196	518
Diferido	165	559	384	-	-	1.108

Por consequência, **a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 9.028,9 milhões -16,0%**, ou US\$ 1.697,6 milhões -13,9% T/T.

Endividamento 3T25

(R\$ milhões)



¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.706,3 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.701,1 milhões ou US\$ 507,9 milhões).

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

²¹ Considera o câmbio de R\$ 5,55/US\$

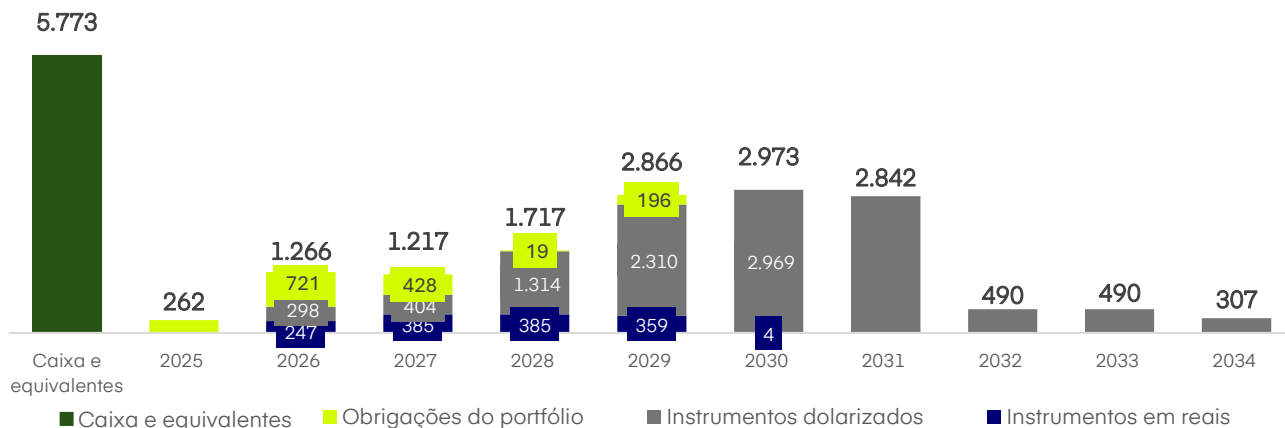
²² Considera o câmbio de R\$ 5,59/US\$

Comentário do Desempenho

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

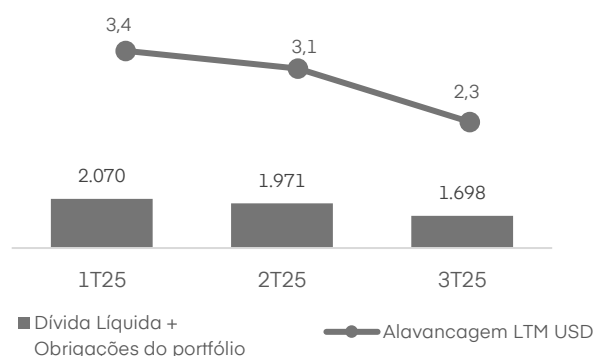
Perfil de Amortização 3T25²³

(R\$ milhões)



A Companhia encerrou o 3T25 com expressiva queda em seu índice de alavancagem atingindo 2,33x, calculado em dólar norte-americanos (ou 2,19x em real brasileiro). A evolução do indicador é resultado do contínuo aprimoramento de todas as linhas de negócio da Companhia em 2025: (i) recordes no desempenho operacional, (ii) redução de *lifting cost*, (iii) forte redução do SG&A por barril, (iv) ampliação de margens, (v) otimização de contratos de venda, (vi) geração de caixa recorrente, que culminam em um fortalecimento da estrutura de capital da Companhia.

Desalavancagem Financeira (US\$)



Por fim, importante mencionar que a Companhia obteve no 3T25 reafirmação dos *ratings* pela Fitch, em escala nacional de longo prazo de AA-, com perspectiva estável por expectativa de redução nos índices de alavancagem e o aumento da produção em 2025. Adicionalmente, o *rating* da Companhia pela S&P é brAA- em escala nacional, com perspectiva positiva.

²³ 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

Anexo I – Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	3T25	3T24	Δ A/A	2T25	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	1.191.319	1.777.754	-33%	1.307.079	-9%
Aplicações financeiras	4.239.900	4.521.496	-6%	3.284.607	29%
Caixa Restrito	37.005	98.175	-62%	34.344	8%
Contas a receber de terceiros	462.259	291.286	59%	501.419	-8%
Estoque	1.126.053	983.862	14%	950.373	18%
Créditos com parceiros	-	338.213	-	-	-
Adiantamentos	107.863	81.330	33%	136.409	-21%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	339.682	618.819	-45%	314.432	8%
Outros impostos a recuperar	377.304	-	-	345.966	9%
Derivativos	106.027	56.293	88%	139.900	-24%
Despesas antecipadas	110.464	171.292	-36%	138.854	-20%
Créditos a receber - Yinson	-	176.364	-	127.428	-
Outros ativos	150.169	135.290	11%	81.257	85%
Ativos classificados como mantidos para venda	125.510	-	-	173.676	-28%
Total do ativo circulante	8.373.554	9.250.174	-9%	7.535.744	11%
Ativo não circulante					
Aplicações financeiras	2.701.120	2.724.050	-1%	2.728.550	-1%
Caixa restrito	304.882	367.431	-17%	576.898	-47%
Estoques	171.192	-	-	124.744	37%
Créditos com parceiros	425.659	-	-	458.718	-7%
Depósitos judiciais	8.786	8.033	9%	8.325	6%
Outros impostos a recuperar	38.960	155.510	-75%	136.226	-71%
Despesas antecipadas	15.207	26.840	-43%	4.207	3,6x
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.169.580	597.935	96%	553.950	2,1x
Créditos a receber - Yinson	-	1.976.587	-	2.156.832	-
Derivativos	3.567	47.048	-92%	1.610	2,2x
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	87.748	-	-	-
Imobilizado	16.713.168	12.000.142	39%	16.571.436	1%
Intangível	8.203.677	8.613.409	-5%	8.394.929	-2%
Direito de uso	3.998.347	202.327	19,8x	4.185.455	-4%
Outros ativos	11.241	9.803	15%	15.075	-25%
Total do ativo não circulante	33.766.986	26.818.463	26%	35.918.555	-6%
Total do ativo	42.140.541	36.068.637	17%	43.454.299	-3%
Passivo					
Fornecedores	1.336.292	1.989.496	-33%	1.826.014	-27%
Empréstimos e financiamentos	403.509	567.680	-29%	577.395	-30%
Arrendamentos	219.997	166.107	32%	221.818	-1%
Obrigações trabalhistas	165.092	201.048	-18%	127.018	30%
Valores a pagar por aquisições	811.533	478.923	69%	1.002.586	-19%
Pagamento baseado em ações	12.140	-	-	12.590	-4%
Contas a pagar - partes relacionadas	-	-	-	-	-
Adiantamento de clientes	911.290	-	-	740.590	23%
Dividendos a pagar	14	6	133%	14	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	178.998	261.215	-31%	157.666	14%
Outros impostos a recolher	96.468	96.948	-0,5%	84.122	15%
Provisão para pagamento de Royalties	77.712	43.195	80%	71.378	9%
Debêntures	417.092	244.995	70%	362.924	15%
Debêntures - Partes relacionadas	-	32.169	-	5.476	-
Derivativos	29.188	15.784	85%	22.626	29%
Outras obrigações	166.382	134.408	24%	257.284	-35%
Ativos classificados como mantidos para venda	32.625	-	-	32.625	-
Total do passivo circulante	4.858.332	4.231.974	15%	5.502.126	-12%
Passivo não circulante					
Fornecedores	727.932	704.258	3%	570.250	28%
Empréstimos e financiamentos	2.983.777	3.257.779	-8%	3.123.459	-4%
Derivativos	27.179	30.560	-11%	25.617	6%
Arrendamentos	3.514.199	50.011	70,3x	3.659.875	-4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	814.075	653.367	25%	887.636	-8%
Provisão para contingências	23.434	3.307	7,1x	16.648	41%
Valores a pagar por aquisições	814.747	1.279.136	-36%	813.808	0,1%
Obrigações com consórcio	-	57.922	-	-	-
Provisão para abandono	3.762.209	1.811.043	2,1x	3.668.610	3%
Debêntures	12.077.618	12.686.515	-5%	12.816.672	-6%
Debêntures - Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	-	-	6.108	-
Outras obrigações	127.463	57.050	2,2x	112.971	13%
Total do passivo não circulante	24.878.741	20.590.948	21%	25.701.654	-3%
Total do passivo	29.737.073	24.822.922	20%	31.203.780	-5%
Patrimônio líquido					
Capital social	11.977.517	11.971.561	0,05%	11.971.693	-
Reserva de capital	(1.003.357)	(1.177.208)	-15%	(1.004.396)	-0,1%
Reserva de incentivos fiscais	529.106	-	-	-	-
Reserva de lucros	42.866	297.183	-86%	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	42.889	35.722	20%	17.501	2,5x
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Prejuízo acumulado	814.447	118.457	6,9x	1.265.721	0,6x
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	12.403.468	11.245.715	10%	12.250.519	1%
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	-	-
Patrimônio líquido	12.403.468	11.245.715	10%	12.250.519	1%
Total do passivo e patrimônio líquido	42.140.541	36.068.637	17%	43.454.299	-3%



Comentário do Desempenho

Anexo II – Demonstração de Resultados Detalhada

Demonstração de Resultado	Potiguar	Reoôncavo	Papa-Terra	Atlanta	Parque das Onchas	Peroá	Manati	Pescada	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	3T25	3T24 Proforma	Δ A/A	2T25	Δ T/T	9M25	9M24 Proforma	Δ A/A
<i>In millions of R\$</i>																					
Net Revenue	720,6	213,3	300,4	756,5	253,2	140,6	76,9	3,1	933,9	1.530,6	1.297,5	-	(703,4)	3.058,6	2.193,5	39,4%	3.142,4	-2,7%	9.075,3	8.146,2	11,4%
Cost of Goods Sold	(425,6)	(191,7)	(176,6)	(371,0)	(219,5)	(133,6)	(44,8)	(14,0)	(617,4)	(959,4)	(1.251,8)	-	666,8	(2.161,8)	(1.715,7)	26,0%	(2.076,0)	4,1%	(6.181,7)	(5.805,9)	6,5%
Royalties	(63,9)	(13,2)	(29,0)	(48,7)	(23,6)	(2,2)	(3,5)	(0,6)	(77,1)	(107,6)	-	-	-	(184,7)	(119,2)	54,9%	(186,1)	-0,7%	(556,3)	(459,4)	21,1%
Gross income	295,0	21,6	123,8	385,4	33,7	7,1	32,1	(10,9)	316,5	571,2	45,7	-	(36,6)	896,8	477,8	87,7%	1.066,3	-15,9%	2.893,6	2.340,3	23,6%
G&A expenses	(61,9)	(20,3)	(12,0)	(1,6)	(4,6)	(4,4)	(4,5)	(0,8)	(82,1)	(27,9)	(20,7)	(6,2)	-	(136,9)	(384,4)	-64,4%	(139,8)	-2,1%	(440,6)	(796,8)	-44,7%
Exploratory Expenses	-	-	-	(16,2)	-	-	-	-	-	(16,2)	-	-	-	(16,2)	(16,5)	-2,0%	(15,3)	5,6%	(54,7)	(42,5)	28,6%
Other operating expenses/income	(122,4)	0,8	(9,9)	1,2	-	(0,0)	-	(0,0)	(121,6)	(8,7)	300,2	(47,0)	-	123,0	1.001,8	-87,7%	(7,4)	-	38,2	940,9	-95,9%
Operating Result	110,7	2,1	101,9	368,9	29,2	2,7	27,6	(11,7)	112,8	518,5	325,2	(53,1)	(36,6)	866,7	1.078,7	-19,7%	903,8	-4,1%	2.436,5	2.441,8	-0,2%
Net Financial result									-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
Result before income tax									-	-	-	-	-	(460,3)	842,4	-	1.530,6	-	2.325,1	20,7	-
Income tax and social contribution ¹									-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
Net income									-	-	-	-	-	120,7	498,4	-75,8%	1.049,1	-88,6%	1.998,9	(104,4)	-
Income tax and social contribution									-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
Net Financial result									-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
Depreciation and Amortization	(116,8)	(82,7)	(30,5)	(254,2)	(125,8)	(16,3)	(12,4)	(0,8)	(199,5)	(440,0)	(18,1)	-	(20,4)	(678,1)	(532,3)	27,4%	(534,1)	27,0%	(1.659,6)	(1.627,3)	2,0%
Depreciation and Amortization G&A	(8,8)	(3,3)	(0,6)	(0,0)	-	(0,1)	-	(0,0)	(12,1)	(0,8)	(0,1)	(4,4)	0,5	(16,9)	(10,0)	69,0%	(14,9)	13,1%	(46,5)	(30,8)	50,8%
EBITDA	236,3	88,1	132,9	623,1	155,0	19,1	40,0	(10,9)	324,4	959,3	343,4	(48,7)	(16,7)	1.561,7	1.621,0	-3,7%	1.452,9	7,5%	4.142,6	4.100,0	1,0%
EBITDA Margin	32,8%	41,3%	44,2%	82,4%	61,2%	13,6%	52,1%	-	34,7%	62,7%	26,5%	-	-	51,1%	73,9%	-22,8 p.p.	46,2%	4,8 p.p.	45,6%	50,3%	-4,7 p.p.
Non-Recurring Adjustments	112,9	-	-	(111,5)	-	-	(13,5)	-	112,9	(124,9)	(297,5)	47,5	-	(262,1)	(893,6)	-70,7%	(122,7)	2,1x	(442,8)	(1.097,5)	-59,7%
Adjusted EBITDA	349,2	88,1	132,9	511,7	155,0	19,1	26,5	(10,9)	437,3	834,3	45,9	(1,2)	(16,7)	1.299,6	727,4	78,7%	1.330,2	-2,3%	3.699,8	3.002,5	23,2%
Adjusted EBITDA Margin	48,5%	41,3%	44,2%	67,6%	61,2%	13,6%	34,5%	-	46,8%	54,5%	3,5%	-	-	42,5%	33,2%	+9,3 p.p.	42,3%	+0,2 p.p.	40,8%	36,9%	+3,9 p.p.

Comentário do Desempenho

Anexo III – Fluxo de Caixa Indireto

Em milhares de reais	3T25	2T25	Δ T/T
Resultado do período	120.698	1.049.055	-88%
Ajustes por:			
Resultado de aplicações financeiras	(130.417)	(129.897)	0,4%
Juros de dívida	635.932	548.717	16%
Ajuste a valor presente	(19.940)	(88.056)	-
Derivativos não realizados	(87.943)	(648.722)	-86%
Variação cambial não realizada	(364.406)	(229.755)	59%
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	6.786	12.603	-46%
Baixa de Imobilizado e intangível	101.734	10.156	10,0x
Baixa de passivo de arrendamento	8.713	20.058	0,4x
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	42.239	(133.740)	-
Depreciação do imobilizado	290.911	205.485	42%
Amortização do intangível	213.505	167.642	27%
Receita de juros de empréstimos - Yinson	(13.575)	(35.434)	-62%
Baixa do recebível Yinson	849.351	-	-
Depreciação de direito de uso	190.576	175.914	8%
Apropriação de seguro resultado financeiro	7.682	5.174	48%
Despesas antecipadas apropriadas no período	141.378	(5.174)	-
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	99.003	22.057	4,5x
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(580.975)	481.503	-
Transação com pagamento baseado em ação	589	8.081	-93%
Atualização earn-out antigo controlador	47.513	761	62x
Atualização da provisão para abandono	95.323	62.921	51%
	1.654.677	1.499.349	10%
Variação em ativos e passivos			
Contas a receber de terceiros	209.860	504.490	-58%
Imposto de renda, contribuição social e outros	40.678	47.212	-14%
Imposto de renda e outros impostos a recolher	40.896	8.885	4,6x
Estoques	(90.651)	118.669	-
Outros ativos	(613.135)	125.026	-
Crédito com parceiros	33.059	90.668	-64%
Fornecedores	(86.593)	(460.101)	-81%
Depósitos judiciais	(461)	(6)	-
Despesas antecipadas	(131.670)	19.510	-
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	38.074	28.137	-
Royalties	6.334	1.955	3x
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(1.724)	(47.075)	-96%
Derivativos de óleo	15.279	78.256	-80%
Adiantamentos	28.546	89.509	-
Outras obrigações	247.947	(716.755)	-
Impostos pagos sobre o lucro	(97.958)	(38.322)	3x
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	1.293.158	1.349.407	-4%
Aplicações financeiras	(967.286)	(1.520.383)	-36%
Aquisição de imobilizado	(758.322)	(699.185)	8%
Valores a pagar por aquisições	(187.691)	-	-
Aquisição de intangível	(22.168)	(9.681)	2x
Caixa restrito	269.355	(166.747)	-
Alienação da UPGN e 11 campos	259.305	40.329	6x
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(1.406.807)	(2.355.667)	0,6x
Custo de transação	(47.661)	-	-
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(459.588)	(357.262)	29%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	(246)	(419)	-41%
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	(12.421)	(4.064)	3x
Recebimento alienação crédito Yinson	1.453.543	-	-
Pagamento de passivo de arrendamento	(131.409)	(179.475)	-27%
Emissão de debêntures	2.786.850	-	-
Aumento de capital social	5.824	105	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(3.598.921)	(16.665)	-
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	(5.357)	(5.357)	-
Ações em tesouraria	-	187.374	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(9.386)	(375.763)	-98%
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	(123.035)	(1.382.023)	-91%
Caixa e equivalente de caixa no início do período	(2.694.545)	2.694.545	-
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	7.275	(5.443)	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	(2.810.305)	1.307.079	-
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	(123.035)	(1.382.023)	-91%

Comentário do Desempenho

Anexo IV – Tabela de Produção por Ativo

Portfólio boe/d	1T25	2T25	JUL 25	AGO 25	SET 25	3T25
Produção Total Bruta	70.815	85.872	90.937	92.693	91.811	91.813
Onshore	34.228	34.220	34.735	34.899	35.239	34.958
Offshore	36.587	51.652	56.202	57.793	56.573	56.856
Óleo bbl/d	58.509	71.686	73.539	73.920	72.770	73.410
Potiguar	22.927	22.956	22.911	22.769	23.189	22.957
Recôncavo	3.465	3.292	3.297	3.427	3.252	3.325
Papa-Terra (62,5%) (1)	8.078	11.376	11.803	10.674	11.654	11.377
Atlanta (80%)	17.975	27.393	28.237	30.065	27.659	28.654
Parque das Conchas (23%) (3)	5.879	6.499	7.088	6.712	6.797	6.866
Peroá (100%) + Manati (45%) + Pescada (35%)	185	170	203	272	220	231
Gás boe/d	12.306	14.186	17.397	18.773	19.041	18.404
Potiguar	1.795	1.907	2.266	2.266	2.213	2.248
Recôncavo (2)	6.041	6.064	6.260	6.437	6.584	6.427
Papa-Terra (62,5%) (1)	388	503	444	444	482	457
Atlanta (80%)	836	1.400	1.390	1.467	1.259	1.372
Parque das Conchas (23%) (3)	403	573	633	611	707	650
Peroá (100%) + Manati (45%) + Pescada (35%)	2.843	3.738	6.404	7.548	7.794	7.248

(1) Papa-Terra: 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) No 3T25, ~27% do gás produzido no Recôncavo foi reinjetado. (3) A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") aprovou o Acordo de Individualização da Produção ("AIP") da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte, com efetividade a partir de 1º de agosto de 2025. Pelo AIP, o consórcio de Parque das Conchas (BC-10) tem participação de 0,86% da jazida, sendo a Brava detentora de 23% de participação na concessão de BC-10. A partir de agosto de 2025, a produção referente à participação da Companhia em Jubarte foi incorporada a produção de BC-10.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1 . Contexto operacional

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

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

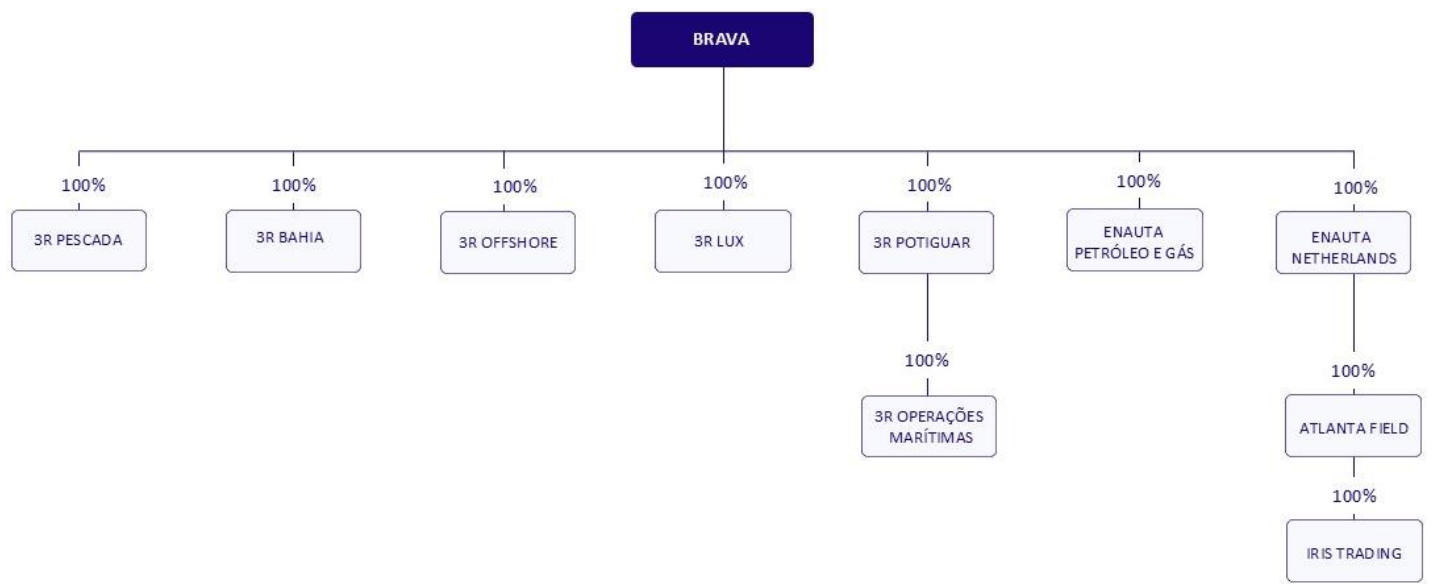
Estrutura societária

Em 30 de setembro 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 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 virtude de reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de maio de 2025, a subsidiária 3R RNCE foi incorporada pela 3R Potiguar e em 01 de agosto de 2025, a Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”), subsidiária da Brava, foi incorporada pela Companhia. 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.

Sendo assim, a estrutura societária em 30 de setembro 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 setembro 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, com término previsto para 09 de janeiro de 2026.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Como consequência da incorporação da Enauta Energia, a Brava passou a ser Operador “A” perante a ANP com 80% de participação no campo de Atlanta e Oliva (Bloco BS-4), a qual pertencia à Enauta Energia antes da incorporação, sendo o restante 20% detido 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 entre a Enauta Energia e a WAO. Além desse ativo a Brava também incorporou 45% do campo de Manati.

A Companhia também passou a ter 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), as quais eram pertencentes à Enauta Energia.

Campo de Atlanta (Bloco BS-4)

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

Campo de Manati (Bloco BCAM-40)

Localizado em águas rasas, na Bacia de Camamu-Almada, no litoral do estado da Bahia, o campo de Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à uma plataforma fixa de produção (PMNT-1). A Brava 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 fluidos, 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 setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 manteve constituída a provisão de *impairment* da totalidade do ativo.

Polo Peroá

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

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 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.

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.

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas**Período de Referência: 30 de setembro de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**3R Bahia****Polo Recôncavo**

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

Polo Rio Ventura

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

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

3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

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

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

3R Lux

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

Enauta Netherlands

A Enauta Netherlands passou a ser controlada direta da Brava em 1º de agosto de 2025, após a incorporação da empresa Enauta Energia pela Brava (nota explicativa 1 – estrutura societária). A Enauta Netherlands tem como finalidade constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais.

Atlanta Field

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

Iris Trading

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

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

Período de Referência: 30 de setembro de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Eventos relevantes ocorridos no período de três meses findo em 30 de setembro de 2025

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.

Assinatura de contrato de compra e venda de energia elétrica com opção de compra de ações

Em 18 de julho de 2025, a Companhia, através de suas subsidiárias 3R Potiguar e 3R Bahia, assinou contrato de compra e venda de energia elétrica junto a Engie Comercializadora Varejista de Energia Ltda. (“Engie”).

Ainda nesta data, foi celebrado contrato de outorga de opção de compra de ações com a Santo Agostinho Participações S.A. (controlada da Engie) por meio do qual foi regulada a possibilidade de participação societária direta no capital social.

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.

Acordo de individualização da produção (“AIP”) do pré-sal de Jubarte pela ANP

Em 18 de julho de 2025, foi aprovado pela ANP, o 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 se tornou 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.

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.

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.

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 -
Notas Explicativas**30 de setembro de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**Antecipação de créditos a receber com a Yinson**

Em 06 de agosto de 2025, foram liquidados pela Yinson de forma integral e antecipada, os recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia para o 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 a data. 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.

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

Em 30 de setembro de 2025, após ajustes de preço e o cumprimento das condições precedentes, a PetroReconcavo efetuou o pagamento à Companhia de R\$ 168,8 milhões, correspondentes a 50% do valor total da transação. Esse valor se soma ao montante de R\$ 127,9 milhões, correspondentes a 35% do valor total da transação, já pagos em duas parcelas, sendo a primeira na assinatura do Contrato em 05 de junho de 2025 e a segunda paga na aprovação da transação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") em 25 de julho de 2025. Os 15% restantes serão liquidados de forma fracionada, de acordo com etapas do processo de transferência imobiliária.

A Brava permanecerá como operadora dos ativos e, a partir do *closing* da transação ocorrido em 30 de setembro de 2025, a operação passa a ser regulada por um *Joint Operating Agreement* ("JOA"), assinado nesta mesma data, bem como será constituído um Comitê Operacional, responsável pela definição das diretrizes orçamentárias e de eficiência.

Os ativos e passivos relacionados com esta operação foram reclassificados como mantidos para venda em dezembro de 2024, momento em que a negociação foi iniciada. É, em decorrência da conclusão da transação, foi realizada a baixa dos ativos, 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 setembro 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).

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

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

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* (nota explicativa 1) 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 05 de novembro de 2025.

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

2.2. Base de consolidação – informações financeiras trimestrais - ITR

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

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

2.3. Políticas contábeis adotadas

Estas informações trimestrais 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 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 qual entrou em vigor a partir de 5 de agosto de 2025. Até o momento, a Companhia não identificou efeitos significativos diretos sobre suas operações.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3 . Caixa e equivalentes de caixa

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

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	98	16	98	362
Aplicações financeiras	543.452	567.213	1.158.890	2.879.026
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	12.479	108	32.331	292.570
	556.029	567.337	1.191.319	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”), Compromissada 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 setembro de 2025 a rentabilidade média do caixa investido era de aproximadamente 13,72% a.a. (11,89% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

3.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
No exterior:					
Conta corrente / overnight (a)	US\$ (Ptax)	148.190	-	2.239.462	2.040.622
Time deposits (a)	US\$ (Ptax)	1.973.661	-	2.000.438	438.107
Total Return Swap – TRS (b)	US\$ (Ptax)	-	-	2.701.120	3.221.519
		2.121.851	-	6.941.020	5.700.248
Total das aplicações financeiras		2.121.851	-	6.941.020	5.700.248
Ativo circulante		2.121.851	-	4.239.900	2.478.729
Ativo não circulante		-	-	2.701.120	3.221.519

(a) Em 30 de setembro 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 setembro de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em *overnight* e *time deposits* era de aproximadamente 4,36% 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 setembro de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em *TRS* era 9,75% a.a. (9,75% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Conta reserva (a)	296.266	29	305.278	414.189
Caixa restrito (b)	-	-	36.609	30.622
	296.266	29	341.887	444.811
Ativo circulante	396	29	37.005	30.622
Ativo não circulante	295.870	-	304.882	414.189

(a) Refere-se principalmente ao saldo de R\$ 196.186 do *total return swap* (TRS), contratado com o Banco XP em troca da alienação das ações da Companhia, vide notas explicativas 1 e 26, além de contas *escrow*, vinculadas a empréstimos e debêntures.

(b) Em 30 de setembro de 2025, o saldo é composto pelo valor de R\$ 35.109 (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\$ 1.499 (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.

4 . Contas a receber de terceiros

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Petróleo bruto	67.769	-	212.382	76.032
Derivados de petróleo	-	-	21.586	163.596
Gás	-	-	204.818	77.599
Prestação de serviços	-	-	23.473	20.182
Total	67.769	-	462.259	337.409
Total mercado interno	67.769	-	434.751	195.914
Total mercado externo	-	-	27.508	141.495

A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 30 de setembro 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 setembro de 2025 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 20 dias (em 31 de dezembro de 2024 o prazo médio de recebimento era de 12 dias).

5. Créditos com parceiros

	Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Créditos a receber	425.659	526.948
Total	425.659	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 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.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 setembro de 2025 o saldo de R\$ 425.659 (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 setembro de 2025 o montante está integralmente classificado como ativo não circulante.

6 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamentos a fornecedores	1.033	7	103.027	191.844
Outros adiantamentos	-	280	4.836	1.578
	1.033	287	107.863	193.422

Refere-se principalmente à adiantamentos para viabilização de serviços necessários na operação do Polo Potiguar, no valor de R\$ 58.975 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 124.951 em 31 de dezembro de 2024), Polo Papa-Terra, no valor de R\$ 14.358 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 42.515 em 31 de dezembro de 2024) e nos campos de Pescada e Arabaiana, no valor de R\$ 32.650 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 17.685 em 31 de dezembro de 2024).

7 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Óleo bruto de petróleo (a)	155.878	-	279.905	177.049
Derivados de petróleo (b)	-	-	451.899	342.703
Material de uso e consumo (c)	6.462	-	565.441	496.730
	162.340	-	1.297.245	1.016.482
Circulante	162.340	-	1.126.053	940.407
Não circulante	-	-	171.192	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\$ 40.899 (R\$ 32.307 em 31 de dezembro de 2024); (ii) Atlanta relativo a 80%, no valor de R\$ 155.878 (R\$ 9.346 em 31 de dezembro de 2024); Papa-Terra relativo a 62,5% da produção no valor de R\$ 68.444 (R\$ 82.496 em 31 de dezembro de 2024 e (iv) 3R Potiguar no valor de R\$ 14.684 (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 setembro de 2025.

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

30 de setembro de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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..

Antecipação de créditos a receber com a Yinson

Em 06 de agosto de 2025, foram liquidados pela AFPS B.V. de forma integral e antecipada, os recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia para o projeto de adaptação do FPSO Atlanta.

Estes créditos estavam registrados por US\$ 410.593 mil na Brava após incorporação da Enauta Energia.

Nesta transação os créditos a receber de curto e longo prazo no montante de R\$ 2.302.894 foram baixados, tendo a Companhia recebido R\$ 1.453.543 em caixa, reconhecendo então, uma despesa financeira no trimestre de R\$ 849.351 decorrente da quitação antecipada do financiamento que tinha o seu vencimento original em 2038.

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, bem como o uso dos recursos em suas atividades e incremento de seus investimentos.

Abaixo está demonstrada movimentação dos saldos.

	30 de setembro de 2025	
	Controladora	Consolidado
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
Saldo da incorporação Enauta Energia	2.276.167	-
Juros incorridos	-	84.537
Variação cambial	26.727	(296.490)
Recebimento parcial - Juros	(32.189)	(32.189)
Recebimento parcial - Principal	(24.706)	(24.706)
Liquidação integral	(1.396.648)	(1.396.648)
Baixa do recebível	(849.351)	(849.351)
Saldo em 30 de setembro de 2025	-	-

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

9 . Impostos a recuperar

9.1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	158.878	6.705	339.682	317.175
	158.878	6.705	339.682	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 setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda e contribuição social a recuperar (IRRF e CSLL)	9.610	697	17.047	43.471
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	355	-	73.954	80.157
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	241.099	6	322.257	484.387
Outros	689	2	3.006	1.617
	251.753	705	416.264	609.632
Ativo circulante	213.033	699	377.304	483.746
Ativo não circulante	38.720	6	38.960	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.

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.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos diferidos sobre diferença temporária	278.247	-	2.006.888	2.074.561
Ativos diferidos sobre prejuízo fiscal	673.511	-	1.169.580	631.875
Total dos ativos fiscais diferidos	951.758	-	3.176.468	2.706.436
Passivos diferidos sobre diferença temporária	(884.699)	-	(2.220.815)	(1.651.459)
Passivo diferido sobre mais valia dos ativos nas combinações de negócios	(542.754)	-	(600.148)	(652.212)
Total dos passivos fiscais diferidos	(1.427.453)	-	(2.820.963)	(2.303.671)
Ativos fiscais diferidos, líquidos	673.511	-	1.169.580	1.054.977
Passivos fiscais diferidos, líquidos	(1.149.206)	-	(814.075)	(652.212)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	(475.695)	-	355.505	402.765

Em decorrência da incorporação da Enauta Energia, detalhada na nota explicativa 1, a Brava realizou o reconhecimento de aproximadamente R\$ 473 milhões sobre prejuízos fiscais e diferenças temporárias acumuladas até dezembro de 2024 em função de expectativa de realização de lucro na Brava a partir de agosto de 2025.

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 30 de setembro 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	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
2025	22.563	-	124.022	700.088
2026	158.949	-	320.459	105.395
2027	197.743	-	391.239	117.178
A partir de 2028	294.256	-	333.860	132.316
	673.511	-	1.169.580	1.054.977

Em 30 de setembro de 2025, as controladas 3R Operações Marítimas, 3R Pescada e Enauta Petróleo e Gás possuem créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros não contabilizados no valor total de R\$ 67.711 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			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Despesa com imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	-	(90.740)	(111.074)	(261.994)	(244.984)
Despesas do período corrente	-	-	-	-	(90.740)	(111.074)	(261.994)	(244.984)
Despesa com imposto de renda e contribuição social diferido	605.129	-	605.129	-	671.715	(267.953)	(64.157)	77.406
Diferenças temporárias	(68.382)	-	(68.382)	-	28.943	(243.194)	(629.005)	140.791
Prejuízo fiscal	673.511	-	673.511	-	642.772	(24.759)	564.848	(63.385)
Total do resultado com imposto de renda e contribuição social	605.129	-	605.129	-	580.975	(379.027)	(326.151)	(167.578)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro 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			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(484.431)	718.725	1.393.798	118.457	(460.277)	1.090.425	2.325.078	286.035
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	164.707	(244.367)	(473.891)	(40.275)	156.494	(370.745)	(790.527)	(97.252)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	440.422	244.367	1.079.020	40.275	424.481	(8.282)	464.376	(70.326)
Diferenças permanentes	(750)	(200)	(1.442)	(213)	(4.520)	12.309	2.408	10.506
Equivalência patrimonial	(50.786)	302.914	618.037	178.720	-	-	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	(40.728)	(25.565)	-	(85.351)	(42.375)	(30.755)	(1.647)	(90.542)
Constituição IR/CS diferidos anos anteriores	473.637	-	473.637	-	458.111	-	460.298	-
Prejuízo fiscal do período para o qual não foi constituído ativo diferido	70.261	(32.782)	-	(52.881)	57.251	(73.026)	(28.835)	(162.772)
Incentivo fiscal - lucro da exploração (a)	-	-	-	-	(39.290)	39.195	31.963	126.662
Ajustes de conversão	-	-	-	-	-	29.222	-	29.222
Tributação sobre as bases universais ("TBU")	(11.212)	-	(11.212)	-	(11.212)	(34.029)	(52.629)	(34.029)
Diferença CIT Brasil x Holanda e Suíça	-	-	-	-	6.990	3.862	51.098	3.862
Diferença de Combinação de Negócios	-	-	-	-	(12.110)	48.703	-	48.703
Outros	-	-	-	-	11.636	(3.763)	1.720	(1.938)
Imposto de renda e contribuição social no período	605.129	-	605.129	-	580.975	(379.027)	(326.151)	(167.578)
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(90.740)	(111.074)	(261.994)	(244.984)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	605.129	-	605.129	-	671.715	(267.953)	(64.157)	77.406

(a) A apuração do imposto de renda sobre o lucro é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – (“SUDENE”), 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 setembro de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11. Ativos classificados como mantidos para venda

	Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos classificados como mantidos para venda		
Imobilizado	54.013	97.726
Intangível	71.497	71.497
Total do ativo	125.510	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.
- Obrigações de abandono correlatas às 11 concessões de óleo e gás no montante R\$ 32.625.

Em 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.

Em dezembro de 2024, a Companhia iniciou negociação junto à PetroReconcavo S.A., referente à venda de 50% dos 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. Os ativos e passivos relacionados com esta operação foram reclassificados como mantidos para venda em dezembro de 2024. A transação foi concluída em 30 de setembro de 2025, conforme nota 1, quando o saldo do ativo foi baixado, no seu valor integral de R\$ 48.166. O valor total da transação foi US\$ 65 milhões, dos quais já foram pagos US\$ 55.250 (R\$ 296.711), sendo o restante, US\$ 9.750 a ser pago de forma fracionada, de acordo com etapas do processo de transferência imobiliária. Como consequência desta transação, foi reconhecido um ganho de R\$ 297.542.

12 . Investimentos

Composição dos investimentos:

Em 30 de setembro 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	Direto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Corporativo	Direto	100%
Operações Marítimas	Brasil	Mid & Downstream	Indireto	100%
Enauta Petróleo e Gás	Brasil	Upstream	Direto	100%
Enauta Netherlands	Holanda	Corporativo	Direto	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 setembro 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)	Enauta Netherlands	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	310.000	-	65.000	-	-	2.865.926	-	73.000	-	3.313.926
Participação relativa	-	-	-	-	-	7.189	-	-	-	7.189
Incorporação de controlada (b)	-	-	-	(2.318.780)	-	6.504.273	(4.167.531)	-	2.594.043	2.612.005
Baixa mais valia de incorporação	-	-	-	-	-	-	(1.683.901)	-	-	(1.683.901)
Redução de capital em controlada	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.276.167)	(2.276.167)
Resultado equivalência patrimonial	170.599	(14.644)	(14.217)	124.352	(8.340)	296.129	1.159.792	100.300	(3.403)	1.810.568
Ganho alienação ações em tesouraria	-	-	-	-	-	-	20.225	-	-	20.225
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(16.057)	-	(259.807)	-	(38.955)	(314.819)
Saldo em 30 de setembro de 2025	1.981.494	146.555	2.122.004	-	93.074	10.392.274	-	388.004	275.518	15.398.923

(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.

(b) Conforme incorporações realizadas durante o exercício de 2025, conforme divulgado na nota explicativa 1.

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

Notas Explicativas

As informações foram apresentadas quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas:

	31 de dezembro de 2024							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (c)	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 setembro de 2025							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (c)	Resultado
3R Offshore	100%	1.331.549	2.606.189	1.007.283	960.679	1.969.776	11.718	170.599
3R Pescada	100%	71.334	152.953	23.095	54.637	146.555	-	(14.644)
3R Bahia	100%	255.182	2.614.047	161.100	586.125	2.122.004	-	(14.217)
3R RNCE (c)	0%	-	-	-	-	-	-	124.352
3R Lux	100%	71.341	2.659.300	39.876	2.597.691	93.074	-	(8.340)
3R Potiguar	100%	2.348.912	12.827.291	1.591.207	3.304.135	10.280.861	111.413	303.318
Enauta Netherlands	100%	2.958	274.323	1.763	-	275.518	-	(3.403)
Enauta Energia	0%	-	-	-	-	-	-	1.159.792
Enauta Petróleo e Gás	100%	493.390	1.321.520	262.125	1.164.781	388.004	-	100.300
		4.574.666	22.455.623	3.086.449	8.668.048	15.275.792	123.131	1.817.757

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais

Notas Explicativas

ITR 30 de setembro de 2025

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 Potiguar), 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_	(103.435)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios_	35.168
(-) Baixa de mais valia em decorrência da incorporação de controlada	(1.514.889)
Saldo em 30 de setembro de 2025	123.131

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro 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	Incorporação Enauta Energia (a)	Mais Valia Incorporação	Adição	Transferência	Saldo em 30 de setembro de 2025
Custo											
Máquinas e Equipamentos	8 - 30	25	-	-	-	25	32	-	-	-	57
Imobilizados administrativo	10 -20	9.957	3.167	(6)	-	13.118	8.640	546	2.650	-	24.954
Instalações	15 - 25	10.847	2.778	-	617	14.242	12.007	6.258	6.670	-	39.177
Poços	UOP	-	-	-	-	-	4.004.832	645.886	-	946.002	5.596.720
Plataformas	UOP	-	-	-	-	-	798.359	218.548	-	-	1.016.907
Facilities	UOP	-	-	-	-	-	12.925	17.246	-	-	30.171
Terreno	-	-	-	-	-	-	174	912	-	-	1.086
Desmobilização do Campo	UOP	-	-	-	-	-	432.899	-	-	-	432.899
Imobilizado em andamento	-	2.171	5.018	-	(5.506)	1.683	1.981.835	-	131.670	(947.265)	1.167.923
		23.000	10.963	(6)	(4.889)	29.068	7.251.703	889.396	140.990	(1.263)	8.309.894
Depreciação											
Imobilizados administrativo		(2.718)	(1.931)	2	-	(4.647)	(7.223)	(159)	(1.771)	-	(13.800)
Máquinas e Equipamentos		(1)	(3)	-	-	(4)	(32)	-	(2)	-	(38)
Instalações		(450)	(371)	-	-	(821)	(7.913)	(621)	(677)	-	(10.032)
Poços		-	-	-	-	-	(1.301.559)	(46.700)	(119.043)	-	(1.467.302)
Plataformas		-	-	-	-	-	(777.368)	(8.636)	(4.890)	-	(790.894)
Facilities		-	-	-	-	-	(12.459)	(1.247)	(635)	-	(14.341)
Desmobilização de campo		-	-	-	-	-	(383.630)	-	(1.352)	-	(384.982)
		(3.169)	(2.305)	2	-	(5.472)	(2.490.184)	(57.363)	(128.370)	-	(2.681.389)
Total		19.831	8.658	(4)	(4.889)	23.596	4.761.519	832.033	12.620	(1.263)	5.628.505

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro 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	Em 30 de setembro de 2025			
Custo																							
Instalações	15 - 25	525.647	12.029	13.544	-	-	(189)	175.495	(6.418)	6.258	-	-	726.366	8.411	(658)	406.145	-	-	-	1.140.264			
Máquinas e equipamentos	15 - 30	2.104.126	26.372	30.089	(1)	-	(5.233)	369.943	(63.399)	-	-	2.473	2.464.370	14.150	(9.957)	531.388	-	-	-	2.999.951			
Imobilizados administrativo	10 - 20	187.325	9.120	16.645	(6)	-	(2)	19.516	(187)	546	-	44	233.001	5.373	(240)	18.920	-	-	-	257.054			
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	34.030	(327)	4.086.542	-	-	-	8.692.709			
Plataformas	UOP	280.468	798.359	189.202	(3)	-	-	57.985	-	218.548	-	-	1.544.559	105.986	-	325.767	-	-	-	1.976.312			
Facilities	UOP	542.482	167.125	-	(33.425)	-	-	(98)	-	17.246	-	44.873	738.203	-	-	(120.776)	-	-	-	617.427			
Veículos	5	1.680	-	1.028	-	-	-	-	-	-	-	-	2.708	2.377	-	-	-	-	-	5.085			
Terreno	-	16.908	174	1.118	-	-	-	-	-	912	-	-	19.112	-	(12.432)	-	-	-	-	6.680			
Desmobilização do campo	UOP	1.171.285	443.136	-	-	889.778	-	-	(28.172)	-	689.843	5.664	3.171.534	-	(43.855)	-	(4.453)	-	307.188	3.430.414			
Imobilizado em andamento	-	1.162.757	3.821.211	2.990.468	(819.853)	-	-	(1.629.191)	(1.174)	-	-	(1.477)	5.522.741	2.298.688	(1.948)	(5.250.986)	-	-	-	2.568.495			
		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	2.469.015	(69.417)	(3.000)	(4.453)	-	307.188	21.694.391			
Depreciação																							
Instalações		(13.700)	(7.673)	(21.975)	-	-	-	-	311	(318)	-	-	(43.355)	(24.868)	18	42	-	(45)	-	(68.208)			
Máquinas e equipamentos		(115.421)	(5.140)	(121.420)	1	-	-	-	5.242	(1.534)	-	(483)	(238.755)	(106.696)	5.236	(32)	-	(1.151)	-	(341.398)			
Imobilizados administrativo		(14.163)	(7.094)	(11.880)	2	-	-	-	11	(89)	-	(9)	(33.222)	(12.415)	199	261	-	(17)	-	(45.194)			
Poços		(440.812)	(1.261.088)	(171.327)	264.509	-	-	-	170	(7.274)	-	(45.141)	(1.660.963)	(373.704)	240	(116.422)	-	-	-	(2.150.849)			
Plataformas		(70.801)	(777.367)	(27.323)	3	-	-	-	-	(1.345)	-	-	(876.833)	(83.534)	-	-	-	-	-	(960.367)			
Facilities		(433.559)	(157.803)	(5.421)	32.019	-	-	-	-	(194)	-	(37.384)	(602.342)	(5.238)	-	116.422	-	-	-	(491.158)			
Veículos		(818)	-	(309)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.127)	(560)	-	-	-	-	-	(1.687)			
Desmobilização do campo		(245.052)	(389.423)	(65.696)	4.995	-	-	-	-	-	-	(5.633)	(700.809)	(221.553)	-	-	-	-	-	(922.362)			
		(1.334.326)	(2.605.588)	(425.351)	301.529	-	-	-	5.734	(10.754)	-	(88.650)	(4.157.406)	(828.568)	5.693	271	-	(1.213)	-	(4.981.223)			
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	1.640.447	(63.724)	(2.729)	(4.453)	(1.213)	307.188	16.713.168			

(a) Valor refere-se à incorporação da Enauta Energia pela Brava devido a reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, conforme nota explicativa 1.

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\$ 794.758, *facilities* para reativação de poços no valor de R\$ 649.014, campanha de perfuração de poços no valor de R\$ 316.591, juros capitalizados no montante de R\$ 235.990 referente a dívidas de infraestrutura, *workover* no valor de R\$ 193.960 e almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 108.375.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2025**Notas Explicativas**
quando indicado de outra forma

As transferências na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante os nove primeiros meses de 2025 no montante de R\$ 5.250.985 referem-se principalmente à ativação dos poços e infraestrutura de Atlanta, campanhas de perfuração/intervenção e facilites relacionadas a Potiguar e Papa-Terra.

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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

14 . Intangível

Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Adição	Transferência	Em 31 de dezembro de 2024	Incorporação Enauta Energia (a)	Mais Valia Incorporação	Adição	Transferência	Em 30 de setembro de 2025
Custo										
Cessão de direitos	-	777	-	-	777	665.857	1.373.877	-	-	2.040.511
Software e licenças	5	22.953	16.992	4.889	44.834	12.978	-	12.348	1.263	71.423
Marcas e patentes	5	258	-	-	258	-	-	-	-	258
		23.988	16.992	4.889	45.869	678.835	1.373.877	12.348	1.263	2.112.192
Amortização										
Cessão de direitos		-	-	-	-	(120.319)	(47.125)	(35.161)	-	(202.605)
Software e licenças		(3.370)	(6.135)	-	(9.505)	(12.108)	-	(7.584)	-	(29.197)
Marcas e patentes		(255)	(2)	-	(257)	-	-	-	-	(257)
		(3.625)	(6.137)	-	(9.762)	(132.427)	(47.125)	(42.745)	-	(232.059)
Total		20.363	10.855	4.889	36.107	546.408	1.326.752	(30.397)	1.263	1.880.133

(a) Valor refere-se à incorporação da Enauta Energia pela Brava devido a reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, conforme nota explicativa 1.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro 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 setembro 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	18.400	-	-	9.805.954
Software e licenças	5	68.410	12.762	39.579	(53)	-	6.855	(132)	-	127.421	22.079	2.999	-	152.499
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	40.479	2.999	-	9.958.713
Amortização														
Cessão de direitos		(600.981)	(107.718)	(482.191)	22.542	-	-	12.036	(24.684)	(1.180.996)	(502.714)	-	(13.474)	(1.697.184)
Software e licenças		(8.738)	(11.032)	(18.448)	31	-	-	35	-	(38.152)	(19.173)	(270)	-	(57.595)
Marcas e patentes		(255)	-	(2)	-	-	-	-	-	(257)	-	-	-	(257)
		(609.974)	(118.750)	(500.641)	22.573	-	-	12.071	(24.684)	(1.219.405)	(521.887)	(270)	(13.474)	(1.755.036)
Total		7.021.490	790.473	(183.803)	(208.084)	(22.065)	6.855	(71.497)	1.362.461	8.695.830	(481.408)	2.729	(13.474)	8.203.677

Referente às adições do exercício de 2024, destaca-se aquisição de Parque das Conchas, concluída em dezembro de 2024 (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 setembro 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 setembro de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

15 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Fornecedor nacional	389.413	14.709	1.323.430	1.919.894
Fornecedor estrangeiro	727.932	530	740.794	1.232.306
Total	1.117.345	15.239	2.064.224	3.152.200
Circulante	389.413	15.239	1.336.292	2.402.869
Não circulante	727.932	-	727.932	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\$ 687.518 no período findo 30 de setembro de 2025 e R\$ 953.841 no exercício findo 31 de dezembro de 2024).

16 . Empréstimos e financiamentos

Composição:

	Controladora			
	30 de setembro 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)	78.048	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	101.402	115.650	6,72% a.a.	Jun/2026
Bank of China (m)	166.228	-	6,02% a.a.	Jan/2029
HSBC (n)	190.625	-	7,06% a.a.	Abr/2027
Total	536.303	239.574		
Circulante	184.716	49.304		
Não circulante	351.587	190.270		

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado			
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco BNB (d)	37.094	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)	68.678	102.261	DI + 2,42%	Jul/2026
Banco CCB - 2024 (b)	78.048	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Banco ABC (f)	107.907	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)	101.402	115.649	6,72% a.a.	Jun/2026
Bond Notes (i)	2.698.913	3.218.577	9,75% a.a.	Fev/2031
Banco ABC (j)	-	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)	166.228	-	6,02% a.a.	Jan/2029
HSBC (n)	190.625	-	7,06% a.a.	Jan/2027
Total bruto	3.448.895	4.362.871		
Custo de captação	(61.609)	(84.305)		
Total líquido	3.387.286	4.278.566		
Circulante				
	403.509	668.577		
Não circulante				
	2.983.777	3.609.989		

Movimentação:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2024	113.649	2.578.059
(+) Incorporação de saldos - reorganização societária	-	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
(+) Incorporação de saldos - Enauta Energia	482.351	-
(+) Captação de empréstimos	-	379.004
(-) Liquidação de principal	(145.627)	(683.970)
(-) Juros pagos	(24.358)	(355.678)
(+) Juros incorridos	22.343	275.504
(+) Custo de transação apropriados	-	11.909
(+/-) Variação cambial	(37.980)	(79.618)
(+/-) Ajuste de conversão	-	(438.431)
Saldo em 30 de setembro de 2025	536.303	3.387.286

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de Setembro de 2025
Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(a) Empréstimo captado em abril de 2023, junto ao Banco CEF pela Companhia no montante de R\$ 50.000. O pagamento do principal da dívida foi dividido em 3 parcelas, sendo a primeira paga em 8 de abril de 2024, a segunda em 10 de outubro de 2024 e a terceira a ser paga em 10 de abril de 2025. De acordo com o contrato, o pagamento dos juros foi acordado em 5 parcelas, sendo a última em 10 de abril de 2025.

(b) Empréstimo adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco CCB no montante de R\$ 100.000. O pagamento do principal da dívida será realizado em 4 parcelas, sendo a primeira com vencimento em 1º de julho de 2025 e a última em 1º de junho de 2028.

(c) Empréstimos adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco Safra no montante de US\$ 18,6 milhões (R\$ 100.000). O principal da dívida deverá ser pago em uma prestação até 8 de junho de 2026. Os juros serão pagos em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira em 16 de dezembro de 2024 e a última em 8 de junho de 2026.

(d) Empréstimo captado em setembro de 2023 pela controlada 3R Macau (após reestruturação societária, este empréstimo passou a ser da 3R 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 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.

(i) Refere-se à *senior secured notes* emitidas 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 teve 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. As garantias das debêntures emitidas pela subsidiária 3R Potiguar com o BTG foram inicialmente compartilhadas com as notes nos mesmos termos e grau de senioridade. Após o a quitação integral da debênture BTG Potiguar, realizada em julho de 2025, foram liberadas as garantias de recebíveis e direitos emergentes associados às concessões do Recôncavo assim como todas as garantias de ações de subsidiárias da Companhia.

(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 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.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro de 2025
Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(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 podem exigir, em determinados casos, 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 setembro 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 setembro de 2025

Notas Explicativas

17 . Debêntures

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Saldo inicial	7.291.599	1.879.392	14.665.494	6.684.108
Incorporação de saldos da combinação de negócios (a)	-	5.052.143	-	5.489.495
Incorporação Enauta Energia	2.946.971	-	-	-
Emissão de Debêntures	2.786.850	900.000	2.786.850	900.000
Custos de transação	(47.661)	(13.924)	(47.661)	(13.924)
Custos de transação apropriados	86.116	31.729	161.384	57.724
Juros apropriados	855.345	335.659	1.173.492	857.687
Juros apropriados - swap	42.544	348.169	(1.065.861)	1.019.222
Juros pagos	(667.169)	(392.331)	(999.138)	(843.221)
Liquidação Principal	(663.326)	(900.000)	(3.436.626)	(918.631)
Atualização monetária	38.582	50.762	(278.663)	731.700
Variação cambial paga	(38.317)	-	(48.909)	(23)
Variação cambial incorrida	(136.824)	-	(415.652)	701.357
	12.494.710	7.291.599	12.494.710	14.665.494
Passivo circulante	417.092	124.405	417.092	272.863
Passivo não circulante	12.077.618	7.167.194	12.077.618	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.

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 BRAV19)

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 terceiro 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, cujo resgate antecipado foi realizado em julho de 2025.

Redação aplicável para os ativos RRRP13 e RRRP14:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Em julho de 2025 a Companhia realizou a sua 9ª Emissão Pública de Debêntures (BRAV19). O instrumento prevê o atendimento ao Índice Financeiro, com apuração trimestral, a partir das demonstrações financeiras publicadas para segundo trimestre de 2025, em linha com os níveis máximos e metodologia indicados acima:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
De 01 de abril de 2025 a 31 de junho de 2025	3,75x
De 01 de julho de 2025 a 30 de setembro de 2025	3,5x
Após 01 de julho de 2024 (inclusive)	3,0x

Cláusulas contratuais restritivas (ENAT11, ENAT12 e ENAT32)

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). Importante destacar que as condições contratuais das Debêntures relativas às Emissões ENAT11, ENAT12 e ENAT32, estabelecem um *covenant* de incorrência, e não de manutenção, o que dispensa o *report* periódico. O cumprimento do índice exigido é necessário apenas no caso de emissão de nova dívida pela Companhia.

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

Debêntures na controlada 3R Areia Branca (atualmente denominada 3R Potiguar)	
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
Garantia	Alienação fiduciária da totalidade das ações e penhor de direitos decorrentes de contratos de concessão

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Amortização Antecipada	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 <i>senior secured notes</i> 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 (trezentos e sessenta) dias corridos entre a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo e a Data de Vencimento das Debêntures

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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
-------------	--

A Companhia efetuou a liquidação antecipada da Debênture citada acima em julho de 2025.

Debênture Potiguar Santander – 3R Potiguar S.A. / Brava 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	Trimestral
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 10,53% a.a., base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa pro rata temporis por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a primeira Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive. A Remuneração será calculada e paga na forma prevista na Escritura de Emissão.

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

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

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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

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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2ª Série – 15 de dezembro de 2027
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa e alienação fiduciária/penhor de ações, conforme aplicável, da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field; penhor de direitos emergentes das concessões de Atlanta e Manati; e cessão fiduciária de contas das respectivas vinculadas para pagamento do serviço da dívida e dos derivativos (swaps) relacionados à cada uma das emissões das debêntures. 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.

A Companhia efetuou a liquidação antecipada da 2ª Série da 1ª Emissão da Debênture (ENAT21) citada acima em julho de 2025.

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. 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,

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 3ª Emissão (Infraestrutura) (ENAT13, ENAT23 e ENAT33)	
Emissão de debêntures de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em três Séries, da espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	1ª Série - R\$ 777.978 2ª Série - R\$ 656.073 3ª Série - R\$ 665.949
Quantidade	2.100.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	19 de junho de 2024
Vencimento	1ª Série – 15 de junho de 2030 2ª Série – 15 de junho de 2030 3ª Série – 15 de junho de 2034
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
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 e Atlanta Field
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

Debêntures na Controladora Brava (BRAV19)	
Emissão de debêntures, de acordo com a 9ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie Quirografária, a ser Convolada com Garantia Real, com as seguintes características ("BRAV19")	
Debenturistas	Investidores profissionais, nos termos dos artigos 11 e 13 da Resolução da CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	R\$ 2.786.850
Quantidade	2.786.850
Valor Unitário	R\$ 1 (um real) na data da emissão
Emissão	15 de julho de 2025
Vencimento	15 de julho de 2030
Pagamento de juros	Trimestral
Amortização Antecipada	A emissora poderá, a seu exclusivo critério, e desde que o resgate seja realizado de forma <i>pari passu</i> com a liquidação antecipada total do Contrato de Swap, realizar o resgate antecipado facultativo total. Para o cálculo do resgate antecipado facultativo total, o valor devido será equivalente ao (i) Valor Nominal Unitário, acrescido (ii) da remuneração, desde a data de início da rentabilidade até a data do efetivo resgate (exclusive); (iii) demais encargos moratórios, quando aplicáveis, e (iv) um prêmio <i>flat de</i> : (a) 0,63%, da data de emissão até 15 de outubro de 2027 (exclusive); (b) 0,48% de 15 de outubro de 2027 até 15 de janeiro de 2029 (exclusive); e, 0,34% de 15 de janeiro de 2029 até a data de vencimento.

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

Notas Explicativas

30 de setembro de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, acrescida de um spread de 2,75% a.a., 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).
SWAP	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa pré-fixada de 8,70% a.a..

18. Adiantamento de clientes

	Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamento de clientes	911.290	-
	911.290	-

No período findo em 30 de setembro de 2025 a controlada Iris Trading possuía adiantamento de clientes no montante de R\$ 607.028 (US\$ 114.133), a controlada 3R Potiguar possuía adiantamento de clientes no montante de R\$ 241.120 (US\$ 45.197) e a controlada 3R Offshore possuía adiantamento de clientes no montante de R\$ 63.142.

19 . Impostos a recolher

19.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	-	4.137	178.998	120.444
	-	4.137	178.998	120.444

19.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	-	3.852	11.575	3.954
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	7.447	35	58.940	68.955
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	9.290	3.511	19.862	23.015
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	1.811	61	11.848	22.396
Outros	(2.505)	25	351	1.527
	16.043	7.484	102.576	119.847
Circulante	9.935	7.484	96.468	113.739
Não circulante	6.108	-	6.108	6.108

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

Notas Explicativas

30 de setembro de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

20 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Aquisição Polo Peroá (a)	-	-	140.783	260.644
Aquisição Polo Papa Terra (b)	-	-	377.257	524.809
Aquisição Polo Potiguar (c)	-	-	792.492	1.289.360
Aquisição Parque das Conchas (d)	-	-	315.748	348.987
	-	-	1.626.280	2.423.800
Circulante	-	-	811.533	940.444
Não circulante	-	-	814.747	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, cujo pagamento foi realizado em 31 de agosto de 2025 (R\$ 91.372); e (iii) US\$ 10 milhões atrelados ao atingimento da referência Brent US\$ 58 por barril, atualizado a taxa SOFR + 4,1%, cujo pagamento foi realizado em 30 de agosto de 2023 (R\$ 53.558). Em 30 de setembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá é de R\$ 140.783.

(b) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Papa-Terra, conforme contrato firmado em 09 de julho de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 62,5% dos direitos da concessão sobre o campo de produção de Papa-Terra da Petrobras, composto da FPSO (P-63) e a plataforma do tipo TLWP (P-61), denominados conjuntamente Polo Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, tendo como valor a ser pago de US\$ 90 milhões descontados da geração de caixa remanescente de 1º de julho de 2021 até a conclusão da transação, sendo considerado na data de aquisição uma expectativa de pagamento de US\$ 80,4 milhões (R\$ 436.194), atualizado a taxa SOFR 2,6%, que estão condicionados ao preço de referência do petróleo tipo *Brent* e à performance operacional do ativo entre a data de conclusão da transação e dezembro de 2032, dividido em 11 parcelas com vencimentos entre julho de 2023 e abril de 2027. Em 28 de julho de 2023 foi pago o montante de 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 04 de julho de 2025, foi pago o montante de US\$ 17.669 (R\$ 96.318). Em 30 de setembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Papa-Terra é de R\$ 377.257. Conforme descrito nas notas explicativas 1 e 5, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (*forfeiture*), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.

(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 setembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar é de R\$ 792.492.

(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 setembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição de Parque das Conchas é de R\$ 315.748.

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Obrigações com parceiros (a)	-	-	27.897	115.461
Obrigações contratuais com vendas (b)	64.120	-	64.120	68.703
Obrigações com consórcio (c)	57.922	-	57.922	57.922
Obrigações com antigo controlador (d)	66.224	44.520	66.224	44.520
Adiantamento venda de ativos	-	-	3.480	-
Prestação de contas ao operador	-	-	48.307	18.766
Obrigação a pagar Fazenda Pinauna	-	-	-	15.000
Provisão de seguros a pagar	3.469	-	3.469	17.625
Outros	12.761	2.805	22.426	25.883
	204.496	47.325	293.845	363.880
Circulante	80.100	2.805	166.382	258.123
Não circulante	124.396	44.520	127.463	105.757

(d) 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.

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (a)	20.301	193.980	-	-
Dividendos a receber	-	115.882	-	-
Contas a receber de óleo - partes relacionadas (b)	300.088	-	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (c)	193.376	151.020	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	513.765	460.882	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (a)	412.295	5.335.062	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	412.295	5.335.062	-	-
Passivo Circulante				
Contas a pagar - partes relacionadas	62.229	2.487	-	-
Dividendos a pagar (d)	14	14	14	14
Debêntures	-	-	-	21.534
Total do passivo circulante com partes relacionadas	62.243	2.501	14	21.548

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

Notas Explicativas

30 de setembro de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	30 de setembro de 2025	30 de setembro de 2024	30 de setembro de 2025	30 de setembro de 2024
Resultado das operações no período				
Juros pagos sobre debêntures	-	-	(991)	(4.023)
Receita de juros - Debêntures Partes Relacionadas	507.924	114.391	-	-
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	507.924	114.391	(991)	(4.023)

(a) O montante refere-se a transações de debêntures com partes relacionadas e estão resumidas no quadro abaixo. A redução do saldo ocorreu principalmente em virtude das debêntures entre a Brava e a Enauta Energia que foram eliminadas no processo de incorporação.

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	277.530	27/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Potiguar	7ª emissão	Brava	04/03/2024	500.000	155.066	07/02/2029	100% CDI + 3,8%
					432.596		
Saldo líquido em aberto					432.596		

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

(b) O montante de R\$ 300.088 refere-se a venda de óleo de Atlanta (Brava) para a Íris Trading, empresa do mesmo grupo econômico.

(c) O valor de R\$ 193.376 (R\$ 151.020 em 31 de dezembro de 2024) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas.

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

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 setembro de 2025 e 30 de setembro de 2024 estão nos quadros a seguir:

	30 de setembro de 2025	30 de setembro de 2024
Remuneração e benefícios	34.412	83.630
Encargos sociais	7.340	28.725
Pagamentos baseados em ações	5.063	95.866
Total	46.815	208.221

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 setembro de 2025, o quadro de administradores da Companhia é composto por 7 membros do Conselho de Administração (7 membros em 30 de setembro de 2024) e por 5 membros da Diretoria (5 membros em 30 de setembro de 2024).

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

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	526.712	416.712	-	R\$15,75	R\$19,68
Primeiro Plano	II	08/dez/2021	Até 31/08/24	31/ago/2025	1.864.379	876.459	987.920	-	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 setembro de 2025, foram exercidas 378.140 opções de compra de ações da Companhia, com a integralização de R\$ 5.956 no capital social.

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia apresenta uma despesa no período de R\$ 2.359 com os programas de opção de compra de ações (R\$ 41.975 em 30 de setembro 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

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

carência. As *Phantom Shares* estão distribuídas em quatro lotes com períodos de carência anuais, contados da data de referência.

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

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

Abaixo, seguem os termos e condições dos Programas:

Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Phantom outorgadas	Phantom canceladas	Phantom em aberto	Preço de Referência	Valor justo na outorga	Valor justo em 30/09/25
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\$5,20
I	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	5.749.000	200.000	5.549.000	R\$19,72	R\$8,63	R\$5,20
I	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	70.000	-	70.000	R\$19,72	R\$8,26	R\$5,20
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\$5,20
II	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	4.230.000	170.000	4.060.000	R\$19,72	R\$8,63	R\$5,20
II	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	40.000	-	40.000	R\$19,72	R\$8,26	R\$5,20

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 setembro de 2025, o valor justo contabilizado no período, incluindo encargos sociais, está registrado no passivo no montante de R\$ 12.140 (R\$ 0 em 30 de setembro de 2024).

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de setembro 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											
	Brava (Manati)	Brava (Atlanta)	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	(348)	-	(16.315)	(45.420)	(185)	-	(1.328)	(18.564)	(1.142)	-	(2.751)	(86.053)
Atualização da provisão do abandono	2.359	2.969	16.162	5.264	3.402	19.269	12.270	91.756	5.966	8.777	49.651	217.845
Transferência passivo mantido para venda	-	-	-	(390)	-	-	-	(4.063)	-	-	-	(4.453)
Incorporação de controladas (c)	145.754	161.675	-	(271.792)	-	-	-	271.792	(145.754)	(161.675)	-	-
Saldo em 30 de setembro de 2025	147.765	164.644	254.694	-	54.637	327.851	219.086	1.620.139	-	-	973.393	3.762.209

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações

Notas Explicativas

Trimestral - 9M 30 de setembro 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.
- (c) Movimentação é reflexo das incorporações realizadas durante o exercício de 2025, conforme divulgado na nota explicativa 1.

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 setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Trabalhista	3.590	3.437	4.158	3.548
Cível	6.408	-	8.100	-
Tributário	-	-	-	11
Ambiental (a)	4.874	-	11.176	-
	14.872	3.437	23.434	3.559

(a) Refere-se principalmente a ações com órgãos ambientais diretamente relacionadas às empresas do grupo na condição de participante não operador nos ativos Manati e BC-10.

Em 30 de setembro 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\$ 4.275.333 (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 setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Cível (b)	3.479.848	3.084.861
Trabalhista	24.099	17.417
Tributária (c)	733.184	586.019
Ambiental	38.120	37.872
Outros	82	1.308
	4.275.333	3.727.477

(b) Em agosto de 2025, foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos iniciais formulados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais (lucros cessantes) e morais. Em setembro de 2025 a CNPA, interpôs apelação, pendente de julgamento. O valor atualizado apresentado em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 1.637.255 (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).

**Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais -
Notas Explicativas**30 de setembro de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

O valor apresentado tem como base o início da concessão da licença concedida à Petrobras em outubro de 2013.

No processo relativo ao Campo de Peroá- Congoa, foi proferida sentença em abril de 2025, julgando improcedente os pedidos iniciais formulados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais e morais (lucros cessantes). Em maio de 2025 a CNPA, interpôs apelação, pendente de julgamento. O valor atualizado apresentado em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 1.692.456 (R\$ 1.489.835 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 3R no Campo de Peroá-Congoá (operado pela 3R Offshore somente a partir de agosto de 2022). O valor apresentado tem como fato gerador a concessão da licença para exploração emitida pelo órgão ambiental.

(c) 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\$ 732.071. Deste total, (i) R\$ 94.374 é relativo às discussões da Brava; (ii) R\$ 33.457 é relativo à participação em ativo operado pela Petrobras; e (iii) R\$ 588.979 é relativo à participação em ativo operado pela Shell. Além disso, o montante do passivo tributário engloba ainda o valor de R\$ 1.402 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 setembro 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	Incorporação Enauta Energia	Incorporação Enauta Energia	Baixas	Depreciação	Remensuração de ARO	Reconhecimento de AVP	30 de setembro de 2025
Imóvel Administrativo	8.349	-	-	(3.131)	5.218	-	15.664	-	(4.594)	-	-	16.288
Plantas e equipamentos	-	-	-	-	-	38.179	-	-	(3.182)	-	-	34.997
Embarcações	-	-	-	-	-	129.023	3.468	-	(11.121)	-	-	121.370
Aeronaves	-	-	-	-	-	54.780	-	-	(2.609)	-	-	52.171
FPSO Atlanta						3.871.984	-	-	(108.254)	-	-	3.763.730
	8.349	-	-	(3.131)	5.218	4.093.966	19.132	-	(129.760)	-	-	3.988.556

	Consolidado										
	1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Depreciação	Variação cambial	31 de dezembro de 2024	Adições e alterações contratuais	Depreciação (c)	Baixas	30 de setembro de 2025	
Imóvel Administrativo	11.085	61	258	(4.228)	-	7.176	15.664	(7.741)	-	15.099	
Outros imóveis	4.105	-	-	(1.443)	-	2.662	-	(925)	-	1.737	
Plantas e equipamentos	26.179	57.341	7.287	(13.998)	-	76.809	-	(19.458)	-	57.351	
Embarcações	-	293.273	165.216	(224.951)	(10.233)	223.305	3.468	(113.429)	(5.086)	108.258	
Aeronaves	-	-	-	-	-	-	58.693	(6.521)	-	52.172	
FPSO - Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	4.178.264	-	(414.534)	-	3.763.730	
	41.369	350.675	4.351.025	(244.620)	(10.233)	4.488.216	77.825	(562.608)	(5.086)	3.998.347	

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

Notas Explicativas quando indicado de outra forma

Arrendamentos – Passivo

	Controladora													
	1º de janeiro de 2024	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2024	Incorporação Enauta Energia	Adições e alterações contratuais	Pagamentos	Variação Cambial	Mais valia incorporada	Juros reconhecidos no resultado	30 de setembro de 2025	
Imóvel Administrativo	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417	-	15.664	(5.085)	-	-	3.212	20.208	
Plantas e equipamentos	-	-	-	-	-	-	39.915	-	(3.459)	(1.990)	-	495	34.961	
Embarcações	-	-	-	-	-	-	123.758	3.468	(11.549)	(5.930)	(7.335)	1.743	104.155	
Aeronaves	-	-	-	-	-	-	55.844	-	(3.318)	(1.218)	-	1.115	52.423	
FPSO Atlanta							3.718.107	-	(76.097)	(187.960)	-	56.715	3.510.765	
	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417	3.937.624	19.132	(99.508)	(197.098)	(7.335)	63.280	3.722.512	
Circulante						3.677							211.120	
Não circulante						2.740							3.511.392	

	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	Pagamentos (d)	Variação Cambial	Juros reconhecidos no resultado	30 de setembro de 2025
Imóvel Administrativo	12.573	-	258	-	-	(5.433)	-	-	1.635	9.033	15.664	-	(5.486)	-	2.921	22.132
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	61.799	(5.873)	(26.314)	(7.135)	4.171	48.414
Embarcações	-	288.449	165.216	(43.843)	8.287	(125.592)	18.572	(7.335)	-	303.754	(58.331)	-	(130.967)	(27.461)	11.090	98.085
Aeronaves	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.693	-	(7.442)	(1.702)	2.876	52.425
FPSO Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	-	-	-	-	4.178.264	-	-	(350.147)	(585.372)	268.021	3.510.766
	45.313	288.449	4.351.025	(43.843)	8.287	(150.227)	18.572	(7.335)	5.651	4.515.892	77.825	(5.873)	(521.263)	(621.670)	289.285	3.734.196
Circulante										365.556					-	219.997
Não circulante										4.150.336						3.514.199

(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.

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

Notas Explicativas

(c) O valor demonstrado está deduzido da capitalização do projeto Sapura Onix no valor total de R\$ 74.210.

(d) Do montante total, o valor de R\$92.688 refere-se a saldo retido na rubrica de fornecedor.

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)	30.09.2025	31.12.2024
FPSO Atlanta	10%	15	3.510.765	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	113.598	450.688	450.688	451.922	450.688	4.505.641	6.423.225

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

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.

Em 18 de setembro de 2025 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, 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\$ 5.824, mediante a emissão de 369.806 ações ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal.

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 setembro de 2025, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A	1.459.267	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recurso e Consultoria S.A	832.330	32.282.559	6,9%
Bloco Somah Printemps Quantum	838.249	32.512.106	7,0%
Yellowstone	822.882	31.916.100	6,9%
Administração	63.593	2.466.515	0,5%
Ações em tesouraria	365	14.166	0,0%
Outros acionistas	7.960.831	308.767.023	66,5%
	11.977.517	464.557.268	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\$ 2.359 no período findo em 30 de setembro de 2025.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - Notas ExplicativasPeríodo de referência: 30 de setembro de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**Reserva de incentivo fiscal****Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“Sudene”) - Lucro da exploração:**

Em virtude da participação no campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene e obedecer às premissas básicas elencadas na legislação vigente para tomada do benefício, a Enauta Energia possuía direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração, sendo esse benefício fiscal transferido para a Brava Energia após o processo de incorporação da Enauta Energia, conforme descrito na nota explicativa 01.

O valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado em 2023 na, então controlada, Enauta Energia e posteriormente transferido para a Reserva de Lucros - Incentivos Fiscais, no patrimônio líquido, totalizando R\$ 403.248, uma vez que esse valor não pode ser distribuído aos acionistas.

Em decorrência da incorporação da Enauta Energia pela Brava, em 01 de agosto de 2025, o montante foi registrado no patrimônio líquido da Companhia. No período findo em 30 de setembro de 2025, foi destinado a esta reserva um valor de R\$ 2.702 adicional, totalizando R\$ 405.950.

Incentivos fiscais estaduais- Crédito presumido – ICMS:

A Enauta Energia possuía uma subvenção para investimento de ICMS incidente sobre as vendas. Tal subvenção foi encerrada em maio de 2022, quando seu saldo foi transferido para Reservas de Lucros - Incentivos Fiscais no patrimônio líquido quando do encerramento do exercício. Em 30 de setembro de 2025, a Brava totaliza R\$ 123.156 decorrente desta subvenção, saldo este que foi incorporado da Enauta Energia, em 01 de agosto de 2025.

Portanto, o saldo reconstituído na Brava Energia decorrente do processo de incorporação da Enauta Energia em 01 de agosto de 2024 foi de R\$ 428.844, sendo adicionado no período findo de 30 de setembro de 2025, por absorção de prejuízos anteriores o montante de R\$ 97.560 e pela destinação do lucro do período o saldo de R\$ 2.702, totalizando R\$ 529.106 na reserva de incentivo fiscal.

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.

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor redutor de R\$ 314.819 no período findo em 30 de setembro de 2025 (R\$ 45.611 em 30 de setembro 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 setembro de 2025 é de R\$ 42.889.

Lucros/(prejuízos acumulados)

No período findo em 30 de setembro de 2025 a Companhia apresentou um lucro de R\$ 1.998.927, compensando parcialmente o prejuízo acumulado existente em 31 de dezembro de 2024. O saldo de lucros acumulados em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 814.447.

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 setembro de 2025 e 2024, respectivamente.

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

Período de referência: 9 meses de setembro de 2025
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27 . Segmentos operacionais

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

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

Os segmentos de negócio da Companhia divulgados separadamente são:

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

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

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

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

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jul-Set 2025
Receita de vendas, líquida	2.464.538	1.297.519	-	(703.418)	3.058.639
Custos dos produtos vendidos	(1.576.794)	(1.251.844)	-	666.814	(2.161.824)
Lucro Bruto	887.744	45.675	-	(36.604)	896.815
Despesas gerais e administrativas	(110.040)	(20.673)	(6.156)	-	(136.869)
Gastos de exploração	(16.160)	-	-	-	(16.160)
Outras despesas operacionais, líquida	(130.258)	300.206	(46.992)	-	122.956
Resultado financeiro, líquido	(830.518)	6.511	(503.253)	241	(1.327.019)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(199.232)	331.719	(556.401)	(36.363)	(460.277)
Imposto de renda corrente e diferido	84.707	(115.774)	605.129	6.913	580.975
Lucro líquido (prejuízo) do período	(114.525)	215.945	48.728	(29.450)	120.698
Acionistas controladores	(114.525)	215.945	48.728	(29.450)	120.698

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

Trimestre de setembro de 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jul-Set 2024
Receita de vendas, líquida	1.502.932	1.537.841	-	(847.131)	2.193.642
Custos dos produtos vendidos	(1.024.136)	(1.472.998)	-	813.246	(1.683.888)
Lucro Bruto	478.796	64.843	-	(33.885)	509.754
Despesas gerais e administrativas	(162.242)	(21.785)	(56.952)	-	(240.979)
Gastos de exploração	(14.445)	-	-	-	(14.445)
Outras despesas operacionais, líquida	997.816	(6.581)	(3.953)	-	987.282
Resultado financeiro, líquido	(16.518)	(11.999)	(122.638)	(32)	(151.187)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	1.283.407	24.478	(183.543)	(33.917)	1.090.425
Imposto de renda corrente e diferido	(334.237)	(52.501)	(12)	7.723	(379.027)
Lucro líquido (prejuízo) do período	949.170	(28.023)	(183.555)	(26.194)	711.398
Acionistas controladores	956.497	(28.023)	(183.555)	(26.194)	718.725
Acionistas não controladores	(7.327)	-	-	-	(7.327)

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jan-Set 2025
Receita de vendas, líquida	7.163.541	4.170.208	-	(2.258.420)	9.075.329
Custos dos produtos vendidos	(4.322.647)	(3.968.129)	-	2.109.059	(6.181.717)
Lucro Bruto	2.840.894	202.079	-	(149.361)	2.893.612
Despesas gerais e administrativas	(355.692)	(53.165)	(31.738)	-	(440.595)
Gastos de exploração	(54.703)	-	-	-	(54.703)
Outras despesas operacionais, líquida	(232.468)	321.377	(50.696)	-	38.213
Resultado financeiro, líquido	428.731	(5.021)	(571.046)	35.887	(111.449)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	2.626.762	465.270	(653.480)	(113.474)	2.325.078
Imposto de renda corrente e diferido	(621.323)	(345.124)	605.129	35.167	(326.151)
Lucro líquido (prejuízo) do período	2.005.439	120.146	(48.351)	(78.307)	1.998.927
Acionistas controladores	2.005.439	120.146	(48.351)	(78.307)	1.998.927

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	Jan-Set 2024
Receita de vendas, líquida	4.703.665	4.622.712	-	(2.549.773)	6.776.604
Custos dos produtos vendidos	(2.885.854)	(4.465.879)	-	2.467.981	(4.883.752)
Lucro Bruto	1.817.811	156.833	-	(81.792)	1.892.852
Despesas gerais e administrativas	(363.814)	(40.961)	(106.512)	-	(511.287)
Gastos de exploração	(14.445)	-	-	-	(14.445)
Outras despesas operacionais, líquida	945.008	(7.705)	23.547	-	960.850
Resultado financeiro, líquido	(1.546.564)	1.635	(496.974)	(32)	(2.041.935)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	837.996	109.802	(579.939)	(81.824)	286.035
Imposto de renda corrente e diferido	(394.252)	215.778	(12)	10.908	(167.578)
Lucro líquido (prejuízo) do período	443.744	325.580	(579.951)	(70.916)	118.457
Acionistas controladores	436.417	325.580	(579.951)	(70.916)	111.130
Acionistas não controladores	7.327	-	-	-	7.327

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

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

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

b) Ativos por segmento

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	30 de setembro de 2025
Imobilizado	20.366.332	1.256.360	71.699	-	21.694.391
Intangíveis	9.760.707	-	198.006	-	9.958.713
Depreciação, exaustão e amortizações	(6.416.677)	(176.488)	(52.999)	(90.095)	(6.736.259)
Adições ao imobilizado e intangível	2.432.832	45.226	31.435	-	2.509.493

	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 setembro de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28 . Receita líquida

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Receita com Vendas								
Receita bruta de petróleo	478.887	-	478.887	-	1.501.126	537.095	4.357.564	1.858.005
(-) Deduções da receita com petróleo	-	-	-	-	(52.105)	(34.535)	(167.793)	(207.814)
Receita de petróleo, líquida	478.887	-	478.887	-	1.449.021	502.560	4.189.771	1.650.191
Receita bruta de derivados	-	-	-	-	1.489.148	1.730.500	4.789.256	4.999.559
(-) Deduções da receita com derivados	-	-	-	-	(222.410)	(224.420)	(706.707)	(488.785)
Receita de derivados, líquida	-	-	-	-	1.266.738	1.506.080	4.082.549	4.510.774
Receita bruta de gás	69.860	-	69.860	-	396.223	192.680	895.010	633.646
(-) Deduções da receita com gás	(13.836)	-	(13.836)	-	(84.402)	(40.513)	(185.689)	(132.900)
Receita de gás, líquida	56.024	-	56.024	-	311.821	152.167	709.321	500.746
Receita com prestação de serviços								
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	-	-	35.288	37.229	106.412	129.774
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	-	-	(4.229)	(4.394)	(12.724)	(14.881)
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	-	-	31.059	32.835	93.688	114.893
Receita líquida total	534.911	-	534.911	-	3.058.639	2.193.642	9.075.329	6.776.604

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, Arabaiana, Parque das Conchas 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 setembro de 2025 a receita líquida consolidada, quando comparada aos valores registrados em 30 de setembro 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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Conchas (BC-10) na Bacia de Campos.

Adicionalmente, a receita líquida da controladora está impactada pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente à incorporação da Enauta Energia pela sua controladora, Brava. 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.

29 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Custos de operação	(68.565)	-	(68.565)	-	(1.038.707)	(791.637)	(3.209.504)	(2.800.795)
Ocupação e retenção de área	(139)	-	(139)	-	(18.200)	(18.308)	(61.695)	(55.404)
Royalty - petróleo e gás	(33.228)	-	(33.228)	-	(184.716)	(118.798)	(556.283)	(385.271)
Depreciação e amortização	(187.798)	-	(187.798)	-	(678.113)	(529.731)	(1.659.586)	(990.798)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	-	-	(53.915)	(47.358)	(135.701)	(115.976)
Licenciamento e gastos ambientais	(708)	-	(708)	-	(57.117)	(57.768)	(169.048)	(179.130)
Gasto de pessoal	(2.703)	-	(2.703)	-	(50.617)	(47.437)	(150.592)	(119.087)
Processamento e transporte de gás	-	-	-	-	(61.943)	(57.978)	(184.995)	(179.105)
Outros	-	-	-	-	(18.496)	(14.873)	(54.313)	(58.186)
	(293.141)	-	(293.141)	-	(2.161.824)	(1.683.888)	(6.181.717)	(4.883.752)

Em 30 de setembro de 2025 o custo consolidado dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em 30 de setembro 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 (BC-10) na Bacia de Campos.

Adicionalmente, o custo da controladora está impactado pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente à incorporação da Enauta Energia pela sua controladora Brava. 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.

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

30 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Gastos com pessoal (a)	(588)	1.844	(1.582)	(22.211)	(13.407)	(143.180)	(172.265)	(249.410)
Serviços prestados por terceiros	(7.133)	2.457	(9.315)	10.283	(40.659)	(14.304)	(119.426)	(69.401)
Fee combinação de negócios	-	(26.380)	-	(26.380)	-	(26.380)	-	(26.380)
Depreciação e amortização	(4.448)	(3.007)	(14.432)	(8.206)	(16.879)	(9.802)	(46.501)	(29.539)
Provisão para pagamento baseado em ações (a)	(286)	(24.374)	(6.731)	(36.139)	(796)	(24.374)	(9.428)	(36.139)
Provisão (reversão) de contingências	(6.477)	(89)	(6.704)	(89)	(19.139)	(100)	(19.875)	(100)
Manutenção e suporte de software e hardware	(2.847)	(6.725)	(3.532)	(19.692)	(9.921)	(12.828)	(33.438)	(39.118)
Outras despesas	3.462	(4.289)	2.303	(5.694)	(36.068)	(10.011)	(39.662)	(61.200)
	(18.317)	(60.563)	(39.993)	(108.128)	(136.869)	(240.979)	(440.595)	(511.287)

(a) Em 30 de setembro de 2025, para a controladora, os gastos com pessoal estão impactados pela implementação do programa de *Cost Share Agreement* para o compartilhamento das despesas comuns, resultando na realocação de tais despesas entre a controladora e as demais empresas do grupo.

Em 30 de setembro de 2025 as despesas gerais e administrativas consolidadas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 30 de setembro 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 (BC-10) na Bacia de Campos.

Adicionalmente, o saldo de despesas gerais e administrativas da controladora está impactado pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente a incorporação da Enauta Energia pela sua controladora Brava. A reorganização teve 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.

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31 . Gastos exploratórios

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Aquisição / processamento de sísmica	(11.101)	-	(11.101)	-	(12.739)	-	(41.910)	-
Gastos de gerenciamento de projetos	(597)	-	(597)	-	(1.650)	(919)	(4.174)	(919)
Gastos com geologia e geofísica	(824)	-	(824)	-	(1.162)	(604)	(2.812)	(604)
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	-	-	-	-	(324)	-	(324)
Poços baixados	-	-	-	-	-	(2.223)	-	(2.223)
Participações governamentais	(621)	-	(621)	-	(319)	-	(4.605)	-
Segurança, meio-ambiente e saúde	-	-	-	-	-	175	-	175
Outros	(282)	-	(282)	-	(290)	(10.550)	(1.202)	(10.550)
	(13.425)	-	(13.425)	-	(16.160)	(14.445)	(54.703)	(14.445)

32 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora				Consolidado		Consolidado	
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Remensuração na provisão de abandono (a)	(305)	-	(1.065)	-	-	-	(1.442)	-
Abandono petrojarl (b)	-	-	-	-	(731)	-	(93.041)	-
Abandono Aratum (d)	-	-	-	-	(112.870)	-	(112.870)	-
Ajuste da provisão de abandono	-	-	-	-	-	341.430	-	354.438
Despesas earn-out - antigo controlador (c)	(47.513)	-	(51.217)	27.501	(47.513)	-	(51.217)	27.501
Despesas com transição de ativos	-	-	-	-	(13)	(116)	(90)	(716)
Despesas com aquisição de dados e parcerias	-	-	-	-	-	-	-	(4.136)
Despesas com sonda em stand by	-	-	-	-	-	(68.365)	-	(116.255)
Venda UPGN (e)	-	-	-	-	297.542	-	297.542	-
Ganho em transação - Westlawn	-	-	-	-	-	720.319	-	720.319
Outras receitas / despesas	4.499	(842)	5.259	(842)	(13.459)	(5.986)	(669)	(20.301)
	(43.319)	(842)	(47.023)	26.659	122.956	987.282	38.213	960.850

- (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 setembro de 2025

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- (d) Gastos incorridos na desmobilização do campo de Aratum que não estavam previstos na provisão de abandono do ativo.
- (e) Ganho decorrente da venda de 50% dos ativos que compõem a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural localizada no Ativo Industrial de Guamaré, na Bacia Potiguar.

33 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Receitas financeiras								
Rendimento de aplicação financeira	24.693	3.888	42.216	30.012	133.478	70.126	392.593	243.725
Atualização de depósitos judiciais	-	131	-	131	-	131	-	131
PIS/COFINS sobre receita financeira	(3.076)	(2.092)	(7.723)	(6.746)	(3.061)	(7.127)	(17.468)	(14.450)
Atualização monetária – Debêntures	98	-	531	-	(66.252)	-	323.381	-
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	84.253	40.694	507.924	114.391	-	-	-	-
Ajuste a valor presente	-	(1.176)	-	-	-	34.472	-	87.613
Variação cambial ativa líquida (a)	281.252	71	296.286	56	205.248	10.069	1.266.838	50.039
Ganhos com operações de hedge (b)	317.030	-	545.163	-	85.728	2.622	1.362.216	61.416
Receita com Juros - Yinson	-	-	-	-	13.575	-	84.537	-
Receita com Juros - Debêntures	23.777	-	65.878	-	-	-	-	-
Outras receitas financeiras	3.400	266	3.493	527	931	29.067	25.628	36.737
	731.427	41.782	1.453.768	138.371	369.647	139.360	3.437.725	465.211
Despesas financeiras								
Incremento de abandono	(5.328)	-	(5.328)	-	(95.323)	(33.629)	(217.845)	(95.651)
Juros – Arrendamento	(60.823)	(263)	(63.280)	(869)	(92.748)	(1.181)	(289.285)	(4.469)
Juros – Debêntures	(333.390)	(138.557)	(831.773)	(356.818)	(424.869)	(83.883)	(965.134)	(526.129)
Juros – Empréstimos	(9.488)	(7.304)	(22.343)	(13.479)	(87.738)	(94.943)	(275.504)	(243.459)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	(530)	-	(127)	(1.250)	(991)	(4.023)
Atualização monetária – Debêntures	(5.911)	(6.057)	(38.582)	(35.238)	24.013	90.499	(44.718)	(666.558)
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	-	-	-	(103)	(44.325)	(42.397)	(96.787)	(130.512)
Perdas com operação de hedge (b)	59.732	-	(53.013)	-	17.042	(75.435)	(295.600)	(250.833)
Perda de rendimento na aplicação financeira	-	(467)	-	(467)	-	(3.069)	-	(4.470)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	-	(7.099)	-	(25.461)
Ajuste a valor presente	33.023	4.747	29.514	(29.044)	19.940	(1.696)	(23.112)	(50.125)
Variação cambial passiva líquida (a)	6.650	2.052	5.485	(2.484)	(21.818)	21.275	(76.959)	(244.423)
Custos de transação apropriados - Debêntures (d)	(36.428)	(1.768)	(82.066)	(15.780)	(96.849)	(22.617)	(133.752)	(49.341)
Custos de transação apropriados - Empréstimos	-	-	-	-	(2.154)	(2.627)	(11.909)	(127.074)
Recebimento alienação crédito Yinson (c)	(849.351)	-	(849.351)	-	(849.351)	-	(849.351)	-
Outras despesas financeiras	(31.885)	(778)	(107.789)	(5.628)	(42.359)	(32.495)	(268.227)	(84.618)
	(1.233.199)	(148.395)	(2.019.056)	(459.910)	(1.696.666)	(290.547)	(3.549.174)	(2.507.146)
Resultado financeiro líquido	(501.772)	(106.613)	(565.288)	(321.539)	(1.327.019)	(151.187)	(111.449)	(2.041.935)

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

Notas Explicativas

(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 para proteger parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 62,46 por barril para as puts e um teto de US\$ 80,54 por barril para as calls (3R Bahia), um piso de US\$ 61,70 por barril para as puts e um teto de US\$ 79,55 por barril para as calls (3R Potiguar) e um piso de US\$ 61,01 por barril para as puts e um teto de US\$ 71,96 por barril para as calls (Brava Energia). A Companhia também contrata NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (*hedge*).

Além de 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).

(c) Valor refere-se a despesa incorrida na alienação dos créditos a receber com a Yinson, conforme descrito na nota explicativa 8.

(d) A variação do saldo refere-se principalmente a baixa do custo de captação, pelo pagamento antecipado das debêntures de Potiguar e a 2º série da 1º emissão da Enauta Energia, nos montantes de R\$ 61.986 e R\$ 17.090, respectivamente.

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			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Lucro / (prejuízo) do período	120.698	718.725	1.998.927	118.457	120.698	711.398	1.998.927	118.457
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	464.194.172	291.022.160	464.194.172	291.022.160	464.194.172	291.022.160	464.194.172	291.022.160
Resultado líquido básico por ação – R\$	0,26	2,47	4,31	0,41	0,26	2,44	4,31	0,41

Lucro diluído por ação	Controladora				Consolidado			
	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024	Jul-Set 2025	Jul-Set 2024	Jan-Set 2025	Jan-Set 2024
Lucro / (prejuízo) do período	120.698	718.725	1.998.927	118.457	120.698	711.398	1.998.927	118.457
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	466.558.532	291.022.160	466.558.532	291.022.160	466.558.532	291.022.160	466.558.532	291.022.160
Quantidade de ações diluidoras	2.364.360	-	2.364.360	-	2.364.360	-	2.364.360	-
Resultado líquido diluído por ação – R\$	0,26	2,47	4,28	0,41	0,26	2,44	4,28	0,41

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

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. Foram contratadas as seguintes operações:

- Terceira emissão de Debêntures da Brava (RRRP13): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 8,4166% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,95% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.000.000 (nota explicativa 17).
- 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 pré-fixada 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).
- Nona emissão de debentures da Brava (Brav19): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de CDI + 2,75% a.a, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,70% a.a. (nota explicativa 17). Valor nominal contratado de R\$ 2.786.850 (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, 3R Bahia e Brava 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\$ 67,05 por barril (3R Potiguar), um preço médio de US\$ 66,01 por barril (3R Petroleum Offshore), um preço médio de US\$ 65,85 por barril (3R Bahia) e um preço médio de US\$ 66,80 por barril (Brava Energia).

Collar:

A Companhia contrata Collar de Brent para proteger parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 62,46 por barril para as puts e um teto de US\$ 80,54 por barril para as calls (3R Bahia), um piso de US\$ 61,70 por barril para as puts e um teto de US\$ 79,55 por barril para as calls (3R Potiguar) e um piso de US\$ 61,01 por barril para as puts e um teto de US\$ 71,96 por barril para as calls (Brava Energia).

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 30 de setembro de 2025 os contratos de NDF e collar oferecem cobertura para 14,470 mil barris (5.014 mil em 31 de dezembro de 2024) que se espera que sejam vendidos nos próximos 18 meses.

Instrumento	Quantidade em milhares de barris		Valor justo registrado em	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
NDFs brent	4.736	192	27.712	(283)
Collars brent	9.734	4.822	52.694	27.242
Swap ações tesouraria	-	-	(27.179)	-
Total	14.470	5.014	53.227	26.959
Ativo circulante	-	-	106.027	67.899
Ativo não circulante	-	-	3.567	35.607
Passivo circulante	-	-	(29.188)	(22.627)
Passivo não circulante	-	-	(27.179)	(23.638)

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF e Collar para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (brent).

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)	Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024			30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF										
3R Offshore	900.000	-	2026	66	315.949	-	(310.619)	-	5.329	-
3R Bahia	200.000	5.000	2026	66	70.046	2.173	(69.121)	(1.965)	924	207
3R Potiguar	1.567.000	-	2025 - 2026	67	558.839	-	(542.666)	-	15.513	-
3R RNCE	-	187.000	2025	-	-	83.922	-	(84.412)	-	(490)
Brava	2.069.000	-	2025 - 2027	67	735.045	-	(729.759)	-	5.286	-

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)		Posição líquida ao valor justo	
	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024		Put	Call	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar							
3R Offshore	-	-	2025	-	-	-	-
3R Bahia	995.000	1.342.750	2024 - 2026	62	81	9.136	12.835
3R Potiguar	2.621.000	775.000	2024 - 2026	62	80	21.714	3.681
3R RNCE	-	2.704.250	2024 - 2025	-	-	-	10.726
Brava	6.118.332	-	2025 - 2026	61	72	22.503	-

Em 31 de dezembro 2024 o saldo abaixo refere-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação do dólar. Em 30 de setembro de 2025, a Companhia não possui saldo de NDF para proteção contra a oscilação do dólar.

	Valor justo (R\$/mil)	Cotação do dólar de Compra - US\$	Cotação do dólar na data base	Posição líquida a receber – R\$ mil
31/12/2024				
Brava	8.348	6,105	6,192	7.008

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Categoria dos instrumentos financeiros

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

O CPC 40 (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).

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

	Nível	Controladora		Consolidado	
		30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024	30 de setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	556.029	567.337	1.191.319	3.171.958
Aplicações financeiras	-	2.121.851	-	6.941.020	5.700.248
Caixa restrito	-	296.266	29	341.887	444.811
Contas a receber de terceiros	-	67.769	-	462.259	337.409
Créditos a receber – Yinson		-	-	-	2.488.533
Adiantamentos		1.033	287	107.863	193.422
Contas a receber com partes relacionadas	-	493.464	151.020	-	-
Debêntures - Partes relacionadas	-	432.596	5.529.042	-	-
		3.969.008	6.247.715	9.044.348	12.336.381
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	1.117.345	15.239	2.064.224	3.152.200
Empréstimos e financiamentos	-	536.303	239.574	3.387.286	4.278.566
Debêntures	-	12.494.710	7.291.599	12.494.710	14.665.494
Antecipação de recebíveis futuros	-	-	-	911.290	-
Debêntures - partes relacionadas		-	-	-	21.534
Contas a pagar - partes relacionadas	-	62.229	2.487	-	-
Arrendamentos		3.722.512	6.417	3.734.196	4.515.892
Outras obrigações	-	204.496	47.325	293.845	363.880
		18.137.595	7.602.641	22.885.551	26.997.566
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	40.033	8.348	109.594	103.506
		40.033	8.348	109.594	103.506
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	39.424	-	56.367	46.265
Valores a pagar por aquisições	2	-	-	1.626.280	2.423.800
		39.424	-	1.682.647	2.470.065

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

Notas Explicativas

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

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 setembro de 2025, o valor justo das debêntures é de R\$ 12.595.881 avaliado em nível 2 (R\$ 13.624.599 em 31 de dezembro de 2024), do *bond notes* é de R\$ 2.805.508 avaliado em nível 2 (R\$ 3.204.546 em 31 de dezembro de 2024) e da aplicação financeira TRS é de R\$ 2.722.808 (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 setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

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

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

30 de setembro de 2025					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	1.117.345	389.413	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	536.303	184.716	414.099	-	-
Debêntures	12.494.710	417.092	5.252.821	5.674.697	1.286.757
Arrendamentos	3.722.512	211.120	6.107.413	291	-
Outras obrigações	204.496	80.100	-	130.946	-

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	2.064.224	1.336.292	195.088	-	330.143
Empréstimos e Financiamentos	3.387.286	403.509	604.398	53.194	2.659.300
Debêntures	12.494.710	417.092	5.252.821	5.674.697	1.286.757
Antecipação de recebíveis futuros	911.290	911.290	-	-	-
Arrendamentos	3.734.196	219.997	6.110.220	291	-
Derivativos	56.367	29.188	27.179	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.626.280	811.533	898.389	-	-
Outras obrigações	293.845	166.382	-	130.946	-

*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.

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 setembro 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

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 30 de setembro de 2025			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	638.503	764.662	888.021
IPCA	576.986	630.040	683.332
SOFR / LIBOR	76.804	87.817	98.875
Total	1.292.293	1.482.519	1.670.228

(*) 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 setembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	32.331	292.570
Aplicações financeiras	7.010.874	5.700.248
Contas a receber de terceiros	27.508	141.495
Caixa restrito	40.786	414.189
Créditos a receber - Yinson	-	2.488.533
Derivativos	109.594	103.506
Passivos		
Fornecedores	(740.794)	(1.232.306)
Empréstimos e financiamentos	(3.157.168)	(3.745.819)
Debêntures	(12.494.710)	(1.303.471)
Derivativos	(56.367)	(46.265)
Passivo de arrendamento	(3.510.766)	(4.178.264)
Valores a pagar por aquisições	(1.626.280)	(2.423.800)
Total da exposição cambial líquida	(14.364.992)	(3.789.384)

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 30 de setembro de 2025 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Ativo	Risco	Consolidado			
		30 de setembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	32.331	33.312	29.981	26.650
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	7.010.874	7.223.628	6.501.265	5.778.902
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	40.786	42.024	37.822	33.619
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	27.508	28.343	25.509	22.674
Derivativos	Desvalorização do dólar	109.594	112.920	101.628	90.336
Passivo	Risco	30 de setembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(740.794)	(763.274)	(839.601)	(915.929)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.157.168)	(3.252.976)	(3.578.274)	(3.903.571)
Debêntures	Valorização do dólar	(12.494.710)	(12.873.879)	(14.161.267)	(15.448.656)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.626.280)	(1.675.632)	(1.843.195)	(2.010.759)
Derivativos	Valorização do dólar	(56.367)	(58.078)	(63.886)	(69.695)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(3.510.766)	(3.617.305)	(3.979.036)	(4.340.766)

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

Notas Explicativas 2025

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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

Risco de preço

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

A tabela de sensibilidade abaixo analisa a variação no preço do Brent e o efeito no resultado do período da marcação a mercado e da liquidação dos contratos de NDF e collars em três cenários: (i) cenário provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto (US\$ 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 setembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	109.594	10.179	11.197	12.215
Total da exposição líquida		109.594	10.179	11.197	12.215

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

Notas Explicativas

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 setembro 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 setembro 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 setembro 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	2.943.699.079	-
Seguro Garantia Programa Exploratório Mínimo	233.017.839	-
Seguro Compreensivo Empresarial - Escritório Corporativo	73.000.000	-
Seguro de Construção - Instalação FPSO Atlanta e desinstalação FPSO Petrojarl	-	701.160.119
Seguro de Riscos de Petróleo – Operacional	-	895.000.000
Seguro Riscos Cibernéticos	100.000.000	-
Seguro Fiança Locatícia - Escritório Corporativo	9.686.079	-
DEPEM	27.000	-

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

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

38 . Eventos subsequentes**Auditoria programada pela ANP na Bacia Potiguar**

Em 10 de outubro de 2025, a ANP finalizou a auditoria programada na Bacia de Potiguar, que teve início em 29 de setembro de 2025 e determinou a interdição temporária de um conjunto de instalações. O impacto causado pela interdição está estimado em 3.500 barris de óleo equivalente por dia na média do mês de outubro de 2025, o equivalente a 3,8% da produção média total registrada no terceiro trimestre de 2025.

A Brava está mobilizada para executar, de forma segura e célere, a implementação de todas as adequações solicitadas pela ANP, de modo a melhorar as condições das suas instalações e possibilitar a retomada gradual das operações nos ativos interditados, com expectativa de concluir esses trabalhos ao longo do quarto trimestre de 2025.

Notas Explicativas

Décio Fabricio Oddone da Costa

Diretor-Presidente e de Relações com Investidores (interino)

Mauro Braz Rocha

Gerente Executivo de Controladoria
CRC-RJ 080.124/O-9

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 setembro de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e nove meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove 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 setembro 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 nove meses findo em 30 de setembro 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 nove meses findo em 30 de setembro de 2024, apresentadas para fins de comparação, foram revisadas por outro auditor independente que emitiu relatório de revisão em 13 de novembro de 2024, sem modificação, sobre essas informações financeiras intermediárias.

Rio de Janeiro, 05 de novembro 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 setembro 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 setembro 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, 03 de novembro 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 setembro 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 setembro de 2025, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas informações trimestrais - ITR pelo Conselho de Administração da Companhia.

Rio de Janeiro, 4 de novembro 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 setembro 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 setembro 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 setembro 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 inexiste 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, 05 de novembro de 2025.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores (interino)

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 setembro 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 setembro 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 setembro 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, 05 de novembro de 2025.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores (interino)

Carlos Travassos
Diretor de Operações Offshore

Jorge Boeri
Diretor de Operações Onshore