

Informações Financeiras Jan- Set/2025



B3: PETR3 (ON) | PETR4 (PN)

NYSE: PBR (ON) | PBRA (PN)

www.petrobras.com.br/ir

petroinvest@petrobras.com.br

+ 55 21 3224-1510

Aviso

Esta apresentação contém alguns indicadores financeiros que não são reconhecidos pelo GAAP ou IFRS *Accounting Standards*. Esses indicadores não possuem significados padronizados e podem não ser comparáveis a indicadores com descrição similar utilizados por outras companhias. Nós fornecemos estes indicadores porque os utilizamos como medidas de performance e liquidez da companhia; eles não devem ser considerados de forma isolada ou como substituto para outras métricas financeiras que tenham sido divulgadas de acordo com o IFRS *Accounting Standards*. Vide definições de EBITDA Ajustado, LTM EBITDA Ajustado, Disponibilidades Ajustadas, Endividamento Líquido, Endividamento Bruto, Fluxo de Caixa Livre e Alavancagem no Glossário e respectivas reconciliações nas seções de Liquidez e Recursos de Capital, Reconciliação do LTM EBITDA Ajustado, as métricas Endividamento Líquido/LTM EBITDA Ajustado e Endividamento Consolidado.

ÍNDICE

RESULTADOS CONSOLIDADOS	4
Principais informações financeiras	4
Receita de vendas	4
Custo dos produtos e serviços vendidos	5
Despesas operacionais	5
Resultado financeiro líquido	6
Imposto de renda e contribuição social	6
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	7
INVESTIMENTOS (CAPEX)	8
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL	9
ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO	10
RECONCILIAÇÃO DO EBITDA AJUSTADO, DO LTM EBITDA AJUSTADO E DA MÉTRICA DÍVIDA LÍQUIDA /LTM EBITDA AJUSTADO	
EBITDA Ajustado e Recursos Gerados pelas Atividades Operacionais – FCO	11
LTM EBITDA Ajustado e LTM Recursos Gerados pelas Atividades Operacionais – FCO	12
Disponibilidades Ajustadas, Endividamento Bruto, Endividamento Líquido, Recursos Líquidos gerados pelas Atividades Operacionais (LTM FCO), LTM EBITDA Ajustado, Métricas Endividamento Bruto Líquido de Caixa e Equivalente de Caixa/LTM FCO e Dívida Líquida /LTM EBITDA Ajustado	13
RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO	
Exploração e Produção	14
Refino, Transporte e Comercialização	15
Gás e Energias de Baixo Carbono	16
GLOSSÁRIO	17

RESULTADOS CONSOLIDADOS

A principal moeda funcional do Grupo Petrobras (a “Companhia”) é o Real, que é a moeda funcional da controladora e de suas subsidiárias. Tendo em vista que a moeda de apresentação do Grupo Petrobras é o dólar, os resultados das operações em Reais são convertidos para o dólar usando a taxa de conversão média em base mensal.

Principais informações financeiras

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação(%)
Receita de vendas	65.587	70.601	(7,1)
Custo dos produtos e serviços vendidos	(33.970)	(34.612)	(1,9)
Lucro bruto	31.617	35.989	(12,1)
Despesas operacionais	(11.016)	(11.900)	(7,4)
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	16.735	10.308	62,3
Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.885	29.780	(13,1)
EBITDA Ajustado	31.416	33.234	(5,5)
Brent (US\$/bbl) ⁽¹⁾	70,85	82,79	(14,4)
Preço médio dos derivados básicos – Mercado interno (US\$/bbl)	84,68	91,76	(7,7)

(1) Fonte: Refinitiv.

US\$ milhões	30.09.2025	31.12.2024	Variação(%)
Dívida bruta	70.711	60.311	17,2
Dívida líquida	59.053	52.240	13,0
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado	1,53	1,29	18,6

Receita de vendas

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Diesel	19.870	21.086	(5,8)
Gasolina	9.121	9.418	(3,2)
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	2.558	2.400	6,6
Querosene de aviação (QAV)	3.244	3.477	(6,7)
Nafta	1.275	1.390	(8,3)
Óleo combustível (incluindo bunker)	433	786	(44,9)
Outros derivados de petróleo	2.839	3.304	(14,1)
Subtotal de derivados	39.340	41.861	(6,0)
Gás natural	2.877	3.610	(20,3)
Petróleo	3.518	3.421	2,8
Renováveis e nitrogenados	171	147	16,3
Receitas de direitos não exercidos	137	362	(62,2)
Eleticidade	525	509	3,1
Serviços, agenciamentos e outros	537	641	(16,2)
Mercado interno	47.105	50.551	(6,8)
Exportações	17.952	19.358	(7,3)
Petróleo	13.670	14.701	(7,0)
Óleo combustível (incluindo bunker)	3.470	3.726	(6,9)
Outros derivados de petróleo e outros produtos	812	931	(12,8)
Vendas no exterior ⁽¹⁾	530	692	(23,4)
Mercado externo	18.482	20.050	(7,8)
Receita de vendas	65.587	70.601	(7,1)

(1) Receita de vendas de operações no exterior, incluindo trading e excluindo exportações.

A receita de vendas foi de US\$ 65.587 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, uma queda de 7,1% (US\$ 5.014 milhões) em comparação com os US\$ 70.601 milhões do período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido a:

(i) uma redução de US\$ 2.521 milhões na receita de derivados de petróleo básicos no mercado interno, decorrente de uma queda de US\$ 3.126 milhões nos preços médios dos derivados de petróleo básicos no mercado interno, em decorrência da redução dos preços médios internacionais do diesel e da gasolina, parcialmente compensada por um aumento de US\$ 605 milhões no volume de vendas;

(ii) uma redução de US\$ 1.031 milhões na receita de petróleo bruto exportado, decorrente de uma queda de US\$ 2.204 milhões no preço médio das exportações de petróleo bruto, em decorrência da depreciação dos preços médios do petróleo Brent, parcialmente compensada por um aumento de US\$ 1.173 milhões no volume de vendas; e

(iii) uma diminuição de US\$ 733 milhões nas receitas do mercado interno de gás natural, que deriva de uma redução de US\$ 397 milhões nos volumes de vendas e de um decréscimo de US\$ 336 milhões no preço médio interno do gás natural.

Custo dos produtos e serviços vendidos

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados ⁽¹⁾	(16.245)	(16.930)	(4,0)
Compras e importações	(11.132)	(12.305)	(9,5)
Petróleo	(5.925)	(7.135)	(17,0)
Derivados	(4.489)	(3.981)	12,8
Gás natural	(718)	(1.189)	(39,6)
Serviços e outros	(5.113)	(4.625)	10,6
Depreciação, depleção e amortização	(8.814)	(7.434)	18,6
Participação governamental	(8.146)	(8.772)	(7,1)
Gastos com pessoal	(1.300)	(1.477)	(12,0)
Variação dos estoques	535	1	53.400,0
Total	(33.970)	(34.612)	(1,9)

(1) Inclui arrendamentos de curto prazo.

O custo dos produtos e serviços vendidos foi de US\$ 33.970 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, representando uma redução de 1,9% (US\$ 642 milhões) em comparação com os US\$ 34.612 milhões registrados no mesmo período de 2024. Essa redução foi impulsionada principalmente por uma diminuição de US\$ 1.210 milhões nas aquisições de petróleo bruto e uma redução de US\$ 626 milhões nas participações governamentais, refletindo principalmente a queda nos preços médios do petróleo Brent. Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de US\$ 1.380 milhões na depreciação, exaustão e amortização durante o período, resultante principalmente: (i) do início das operações das FPSOs Maria Quitéria (campo de Jubarte, bacia de Campos) e Marechal Duque de Caxias (campo de Mero, bacia de Santos) em outubro de 2024; Almirante Tamandaré (campo de Búzios, bacia de Santos) em fevereiro de 2025; e Alexandre de Gusmão (campo de Mero, bacia de Campos) em maio de 2025; e (ii) de um aumento na depreciação dos custos de descomissionamento capitalizados, refletindo maior produção e maiores valores de ativos em Jan-Set/2025 em comparação com Jan-Set/2024.

Despesas operacionais

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Despesas de vendas	(3.736)	(3.794)	(1,5)
Despesas gerais e administrativas	(1.409)	(1.405)	0,3
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(746)	(715)	4,3
Despesas com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(628)	(571)	10,0
Despesas tributárias	(399)	(1.143)	(65,1)
Impairment	47	46	2,2
Outras (despesas) receitas operacionais	(4.145)	(4.318)	(4,0)
Total	(11.016)	(11.900)	(7,4)

As despesas de vendas foram de US\$ 3.736 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, uma redução de 1,5% (US\$ 58 milhões) em comparação com os US\$ 3.794 milhões do período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido à diminuição das despesas logísticas relacionadas ao transporte de gás natural.

Os custos exploratórios para extração de petróleo e gás foram de US\$ 746 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, um aumento de 4,3% (US\$ 31 milhões) em comparação com os US\$ 715 milhões do período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido à baixa contábil das despesas de exploração relacionadas aos blocos C-M-753 e C-M-789 na Bacia de Campos, após avaliação da administração que determinou que os projetos não eram economicamente viáveis, levando à decisão de interromper seu desenvolvimento.

As despesas tributárias totalizaram US\$ 399 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, uma redução de 65,1% (US\$ 744 milhões) em comparação com os US\$ 1.143 milhões do período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido à adesão ao programa de regularização tributária em junho de 2024, que permitiu a resolução de importantes disputas legais relacionadas a discussões sobre a incidência de impostos sobre remessas ao exterior envolvendo o afretamento de embarcações ou plataformas e seus respectivos contratos de serviço.

Resultado financeiro líquido

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Receitas financeiras	1.056	1.520	(30,5)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	764	1.175	(35,0)
Outras receitas financeiras	292	345	(15,4)
Despesas financeiras	(3.167)	(4.885)	(35,2)
Despesas com financiamentos	(1.575)	(1.628)	(3,3)
Despesas com arrendamentos	(1.953)	(1.648)	18,5
Encargos financeiros capitalizados	1.446	1.157	25,0
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(984)	(772)	27,5
Adesão à transação tributária	–	(1.804)	–
Outras despesas financeiras	(101)	(190)	(46,8)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	5.145	(5.724)	–
Variações cambiais	6.136	(3.834)	–
Real x dólar	6.282	(3.747)	–
Outras Moedas	(146)	(87)	67,8
Reclassificação do <i>hedge accounting</i> do Patrimônio Líquido para a Demonstração do Resultado	(1.659)	(2.118)	(21,7)
Adesão à transação tributária	–	(235)	–
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	(129)	(370)	(65,1)
Atualização monetária de impostos a recuperar	199	77	158,4
Outros	598	756	(20,9)
Total	3.034	(9.089)	–

O resultado financeiro líquido foi uma receita de US\$ 3.034 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, um aumento de US\$ 12.123 milhões em comparação com uma despesa de US\$ 9.089 milhões no período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido a um ganho cambial (real x dólar americano) de US\$ 6.282 milhões em janeiro a setembro de 2025, em comparação com uma perda de US\$ 3.747 milhões em janeiro a setembro de 2024, refletindo uma apreciação de 14,1% da taxa de câmbio real/dólar americano em janeiro a setembro de 2025 (30/09/2025: R\$ 5,32/US\$, 31/12/2024: R\$ 6,19/US\$) em comparação com uma depreciação de 12,5% em janeiro a setembro de 2024 (30/09/2024: R\$ 5,45/US\$, 31/12/2023: R\$ 4,84/US\$).

Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e contribuição social foram uma despesa de US\$ 6.995 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, em comparação com uma despesa de US\$ 4.325 milhões no mesmo período de 2024. O aumento deveu-se principalmente ao maior lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social (US\$ 23.800 milhões de lucro de janeiro a setembro de 2025, em comparação com US\$ 14.696 milhões de lucro de janeiro a setembro de 2024), resultando em um imposto de renda nominal, calculado com base nas alíquotas legais brasileiras de imposto de renda corporativo (34%), de US\$ 8.091 milhões em janeiro a setembro de 2025, em comparação com US\$ 4.996 milhões em janeiro a setembro de 2024.

Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras

O lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras foi de US\$ 16.735 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, um aumento de US\$ 6.427 milhões em comparação com o lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras de US\$ 10.308 milhões no período de janeiro a setembro de 2024, conforme explicado acima. Esse aumento deve-se principalmente à maior receita financeira líquida (US\$ 3.034 milhões de receita de janeiro a setembro de 2025, em comparação com US\$ 9.089 milhões em despesas no mesmo período) e à redução das despesas (US\$ 11.016 milhões de despesas de janeiro a setembro de 2025, em comparação com US\$ 11.900 milhões de despesas de janeiro a setembro de 2024). Este efeito foi parcialmente compensado pelo menor lucro bruto (US\$ 31.617 milhões de janeiro a setembro de 2025, em comparação com US\$ 35.989 milhões de janeiro a setembro de 2024) e pelo aumento

das despesas com imposto de renda (US\$ 6.995 milhões em despesas no período de janeiro a setembro de 2025, em comparação com US\$ 4.325 milhões em despesas no período de janeiro a setembro de 2024).

INVESTIMENTOS (CAPEX)

Investimentos por segmento (US\$ milhões)	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Exploração e Produção ⁽¹⁾	11.894	9.034	31,7
Refino, Transporte e Comercialização	1.520	1.262	20,5
Gás e Energias de Baixo Carbono	227	297	(23,5)
Corporativo e outros negócios	365	298	22,5
Total	14.006	10.891	28,6

(1) Em janeiro-setembro de 2024, há US\$ 21 milhões em bônus de assinatura relacionados aos Blocos Pelotas.

Em linha com nosso Plano de Negócios, nossos investimentos foram direcionados principalmente para projetos de investimento nos quais a Administração acredita ser mais rentável, relacionados à produção de petróleo e gás.

De janeiro a setembro de 2025, os investimentos de capital no segmento de E&P totalizaram US\$ 11.894 milhões, representando 85,0% do CAPEX da Companhia, um aumento de 31,7% em comparação com os US\$ 9.034 milhões de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido ao desenvolvimento de grandes projetos na camada pré-sal da Bacia de Santos, especialmente nos campos de Búzios, Atapu e Sepia. O CAPEX de janeiro a setembro de 2025 concentrou-se principalmente no: (i) desenvolvimento da produção na camada pré-sal da Bacia de Santos (US\$ 6,5 bilhões); (ii) desenvolvimento da produção nas camadas pré-sal e pós-sal da Bacia de Campos (US\$ 2,7 bilhões); e (iii) em investimentos exploratórios (US\$ 1,3 bilhão).

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024
Disponibilidades ajustadas no início do período	8.071	17.902
Títulos públicos federais, certificados de depósitos bancários (CDBs) e <i>time deposits</i> com vencimentos acima de 3 meses no início do período	(4.800)	(5.175)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	3.271	12.727
Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.885	29.780
Aquisição de imobilizado e intangíveis	(12.933)	(10.215)
Aquisição de participações societárias	(4)	(13)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	554	791
Compensação financeira oriunda de acordos de coparticipação	355	397
Dividendos recebidos	105	121
Desinvestimentos (Investimentos) em títulos e valores mobiliários	2.830	(1.179)
Recursos utilizados em atividades de investimento	(9.093)	(10.098)
(=) Fluxo de Caixa gerado pelas atividades operacionais e de investimento	16.792	19.682
Captações	5.315	1.553
Amortizações	(3.287)	(5.756)
Alterações líquidas em financiamentos	2.028	(4.203)
Amortizações de arrendamentos mercantis	(6.783)	(5.796)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	(6.618)	(12.871)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(40)	(77)
Programa de recompra de ações	0	(380)
Participação de acionistas não controladores	34	(107)
Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos	(11.379)	(23.434)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	280	(281)
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	8.964	8.694
Títulos públicos federais, certificados de depósitos bancários (CDBs) e <i>time deposits</i> com vencimentos acima de 3 meses no fim do período	2.694	6.187
Disponibilidades ajustadas no fim do período	11.658	14.881
Reconciliação do fluxo de caixa livre		
Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.885	29.780
Aquisição de imobilizado e intangíveis	(12.933)	(10.215)
Aquisição de participações societárias	(4)	(13)
Fluxo de caixa livre ⁽¹⁾	12.948	19.552

(1) Fluxo de caixa livre (FCF) está de acordo com a nova Política de Remuneração aos Acionistas ("Política"), aprovada em julho de 2023, que é o resultado da equação: FCF = caixa líquido gerado pelas atividades operacionais menos a soma da aquisição de imobilizado e intangíveis e aquisição de participações societárias.

Em 30 de setembro de 2025, o caixa e equivalentes de caixa totalizavam US\$ 8.964 milhões e o caixa e equivalentes de caixa ajustados totalizavam US\$ 11.658 milhões.

No período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2025, tivemos um fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais de US\$ 25.885 milhões e um fluxo de caixa livre positivo de US\$ 12.948 milhões. Esse nível de geração de caixa, juntamente com os recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos) de US\$ 554 milhões, a compensação financeira de acordos de coparticipação de US\$ 355 milhões, os dividendos recebidos de US\$ 105 milhões, o desinvestimento em títulos e valores mobiliários de US\$ 2.830 milhões e captações de US\$ 5.315 milhões, foram alocados para: (a) amortizações de US\$ 3.287 milhões; (b) amortizações de arrendamentos mercantis de US\$ 6.783 milhões; (c) dividendos pagos aos acionistas da Petrobras de US\$ 6.618 milhões; e (d) aquisição de ativos imobilizados e intangíveis de US\$ 12.933 milhões.

No período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2025, a Companhia liquidou diversos financiamentos, no montante de US\$ 3.287 milhões, principalmente: (i) US\$ 1.898 milhões no mercado bancário; (ii) US\$ 905 milhões nos mercados de capitais; (iii) US\$ 377 milhões para agências de crédito à exportação; (iv) US\$ 74 milhões para bancos de desenvolvimento; e (v) US\$ 33 milhões para outros. No mesmo período, a Companhia captou US\$ 5.315 milhões, principalmente: (i) oferta pública de debêntures, no montante de US\$ 516 milhões, com vencimentos em 2035, 2040 e 2045; (ii) captações no mercado bancário nacional, no montante de US\$ 1.686 milhões; (iii) captações nos mercados de capitais internacional (*global notes*), no montante de US\$ 1.962 milhões, com vencimentos em 2030 e 2036; e (iv) captações no mercado bancário internacional, no montante de US\$ 1.122 milhões.

ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO

Endividamento (US\$ milhões)	30.09.2025	31.12.2024	Variação(%)
Mercado de capitais	17.395	14.490	20,0
Mercado bancário	8.836	6.519	35,5
Bancos de fomento	560	508	10,2
Agências de crédito à exportação	1.201	1.508	(20,4)
Outros	130	137	(5,1)
Financiamentos	28.122	23.162	21,4
Arrendamentos mercantis	42.589	37.149	14,6
Endividamento bruto	70.711	60.311	17,2
Disponibilidades ajustadas	11.658	8.071	44,4
Endividamento líquido	59.053	52.240	13,0
Alavancagem: Dívida líquida/(Dívida líquida + <i>Market Capitalization</i>)	43%	39%	10,3
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,7	6,8	(1,5)
Prazo médio de vencimento da dívida (em anos)	11,36	12,52	(9,3)

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia manteve sua estratégia de gestão de passivos para melhorar o perfil da dívida e se adequar aos prazos de vencimento dos investimentos de longo prazo.

A dívida bruta aumentou 17,2% (US\$ 10.400 milhões) para US\$ 70.711 milhões em 30 de setembro de 2025, em comparação com US\$ 60.311 milhões em 31 de dezembro de 2024, devido a: (i) maiores passivos de arrendamento no período (um aumento de US\$ 5.440 milhões), impulsionados principalmente pelo início das operações da FPSO arrendada Alexandre de Gusmão (Mero 4), pelo início das operações da FPSO arrendada Almirante Tamandaré (Búzios 7) e pela extensão do contrato da FPSO Cidade de Angra dos Reis até 2030; e a (ii) maior dívida financeira (um aumento de US\$ 4.960 milhões), principalmente devido às captações no mercado bancário doméstico, no valor de US\$ 1.686 milhões; às captações nos mercados de capitais internacional (*global notes*), no montante de US\$ 1.962 milhões, com vencimentos em 2030 e 2036; e às captações no mercado bancário internacional, no montante de US\$ 1.122 milhões. A dívida bruta foi mantida abaixo do nível máximo de US\$ 75 bilhões, convergindo para o nível de US\$ 65 bilhões definido no Plano de Negócios 2025-2029, principalmente devido a amortizações antecipadas e pagamentos programados da dívida.

Em 30 de setembro de 2025, a dívida líquida aumentou 13,0% (US\$ 6.813 milhões), atingindo US\$ 59.053 milhões, em comparação com US\$ 52.240 milhões em 31 de dezembro de 2024, devido a um aumento de US\$ 10.400 milhões na dívida bruta, parcialmente compensado pelo aumento de US\$ 3.587 milhões nas disponibilidades ajustadas no período.

RECONCILIAÇÃO DO EBITDA AJUSTADO, DO LTM EBITDA AJUSTADO E DA MÉTRICA DÍVIDA LÍQUIDA/ LTM EBITDA AJUSTADO

O LTM EBITDA Ajustado reflete o somatório dos últimos 12 meses do EBITDA Ajustado e é computado usando o lucro líquido do período acrescido do resultado financeiro líquido, tributos sobre o lucro, depreciação, exaustão e amortização, ajustado por itens que não são considerados como parte dos negócios primários da Companhia, o que inclui resultado da participação em investimentos, resultados com vendas/baixas de ativos, *impairment* e resultados de acordos de coparticipação em áreas licitadas.

O LTM EBITDA Ajustado representa uma alternativa à geração operacional de caixa da Companhia. Essa medida é usada para calcular a métrica Dívida Líquida /LTM EBITDA Ajustado, auxiliando a avaliação da alavancagem e liquidez da Companhia.

EBITDA Ajustado e Recursos gerados pelas atividades operacionais – FCO

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Lucro líquido	16.805	10.371	62,0
Resultado financeiro líquido	(3.034)	9.089	-
Imposto de renda e contribuição social	6.995	4.325	61,7
Depreciação, exaustão e amortização	11.055	9.483	16,6
Resultado de participações em investimentos	(165)	304	-
Impairment	(47)	(46)	2,2
Resultados com vendas/baixas de ativos	(81)	(189)	(57,1)
Resultados de acordos de coparticipação em áreas licitadas	(112)	(103)	8,7
EBITDA Ajustado	31.416	33.234	(5,5)
Perdas de crédito esperadas	39	54	(27,8)
Variação contas a receber	(474)	1.622	-
Variação de estoques	(1.160)	(354)	227,7
Variação de fornecedores	(140)	605	-
Variação de impostos, taxas e contribuições	(4.388)	(7.763)	(43,5)
Outros	592	2.382	(75,1)
Recursos gerados pelas atividades operacionais – FCO	25.885	29.780	(13,1)

LTM EBITDA Ajustado e LTM Recursos Gerados pelas Atividades Operacionais – FCO

	US\$ milhões					
	Last twelve months (LTM) em					
	30.09.2025	31.12.2024	Jul- Set/2025	Abr- Jun/2025	Jan- Mar/2025	Out- Dez/2024
Lucro líquido (prejuízo)	14.039	7.605	6.053	4.757	5.995	(2.766)
Resultado financeiro líquido	2.984	15.107	(271)	(1.015)	(1.748)	6.018
Imposto de renda e contribuição social	6.207	3.537	2.230	1.654	3.111	(788)
Depreciação, exaustão e amortização	14.051	12.479	4.111	3.697	3.247	2.996
Resultado de participações em investimentos	158	627	(36)	(47)	(82)	323
<i>Impairment</i>	1.530	1.531	(287)	190	50	1.577
Resultados com vendas/baixas de ativos	(120)	(228)	(10)	(14)	(57)	(39)
Resultados de acordos de coparticipação em áreas licitadas	(268)	(259)	(62)	20	(70)	(156)
EBITDA Ajustado	38.581	40.399	11.728	9.242	10.446	7.165
Perdas (reversões) de crédito esperadas	245	260	2	57	(20)	206
Variação contas a receber	(274)	1.822	(596)	(50)	172	200
Variação de estoques	(1.101)	(295)	(307)	(494)	(359)	59
Variação de fornecedores	225	970	(58)	461	(543)	365
Variação de impostos, taxas e contribuições	(6.520)	(9.895)	(1.206)	(1.716)	(1.466)	(2.132)
Outros	2.933	4.723	293	31	268	2.341
Recursos gerados pelas atividades operacionais – FCO	34.089	37.984	9.856	7.531	8.498	8.204

Disponibilidades Ajustadas, Endividamento Bruto, Endividamento Líquido, Recursos Líquidos gerados pelas Atividades Operacionais (LTM FCO), LTM EBITDA Ajustado, Métricas Endividamento Bruto Líquido de Caixa e Equivalente de Caixa/LTM FCO e Dívida Líquida /LTM EBITDA Ajustado

A métrica Dívida Líquida / LTM EBITDA Ajustado é uma medida importante que apoia nossa administração na avaliação da liquidez e alavancagem do Sistema Petrobras, verificando a capacidade da Companhia de pagar sua dívida, principalmente porque nosso Plano de Negócios 2025-2029 define US\$ 75 bilhões como nível máximo para nossa Dívida Bruta, com convergência para US\$ 65 bilhões.

A tabela a seguir apresenta a reconciliação dessas métricas com as medidas mais diretamente comparáveis derivadas das normas do IFRS *Accounting Standards*:

	US\$ milhões	
	30.09.2025	31.12.2024
Disponibilidades	8.964	3.271
Títulos públicos federais, certificados de depósitos bancários (CDBs) e <i>time deposits</i> (vencimentos superiores a 3 meses)	2.694	4.800
Disponibilidades ajustadas	11.658	8.071
Dívida bruta	28.122	23.162
Arrendamentos	42.589	37.149
Endividamento bruto de curto e longo prazo	70.711	60.311
Endividamento líquido	59.053	52.240
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais - LTM FCO		
Perdas de crédito esperadas	(245)	(260)
Variação contas a receber	274	(1.822)
Variação de estoques	1.101	295
Variação de fornecedores	(225)	(970)
Variação de impostos, taxas e contribuições	6.520	9.895
Outros	(2.933)	(4.723)
LTM EBITDA Ajustado	38.581	40.399
Índice endividamento bruto líquido de caixa e equivalente de caixa/LTM FCO	1,81	1,50
Índice dívida líquida/Total LTM EBITDA Ajustado	1,53	1,29

RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

Exploração e Produção

Informações financeiras

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Receita de vendas	45.208	47.128	(4,1)
Lucro bruto	24.632	28.307	(13,0)
Despesas operacionais	(3.341)	(3.403)	(1,8)
Lucro operacional	21.291	24.904	(14,5)
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	14.129	16.499	(14,4)
Brent médio (US\$/bbl)	70,85	82,79	(14,4)
Participações governamentais – Brasil	8.141	8.760	(7,1)
Royalties	5.331	5.483	(2,8)
Participação especial	2.783	3.250	(14,4)
Retenção de área	27	27	-

No período de janeiro a setembro de 2025, o lucro bruto do segmento de E&P foi de US\$ 24.632 milhões, uma redução de 13,0% em comparação com o período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido à redução nas receitas de vendas, que refletem os preços mais baixos do Brent, custos mais elevados, principalmente devido ao aumento das despesas com o início das operações da Rota 3, intervenções submarinas e manutenção da plataforma, bem como maior depreciação devido ao aumento dos custos de descomissionamento capitalizados, ocorridos em dezembro de 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento da produção de petróleo bruto e LNG durante o período.

O lucro operacional foi de US\$ 21.291 milhões no período de janeiro a setembro de 2025, uma redução de 14,5% em comparação com o período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido ao menor lucro bruto. As despesas operacionais apresentaram variação mínima ao longo do período, sendo as principais alterações um aumento nas despesas relacionadas à provisão para equalização de custos e volumes, após a aprovação do Acordo de Individualização da Produção de Jubarte, compensado por uma redução nas despesas tributárias resultante do acordo sobre impostos relacionados a remessas ao exterior associadas a contratos de embarcações, plataformas e outros serviços de afretamento, ocorrido no período anterior.

No período de janeiro a setembro de 2025, as participações governamentais foram de US\$ 8.141 milhões, uma redução de 7,1% em comparação com o período de janeiro a setembro de 2024, causada principalmente pelos preços mais baixos.

Informação operacional

Produção em mil barris de óleo equivalente por dia (mboed)	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Óleo, LGN e gás natural – Brasil	2.919	2.687	8,6
Óleo e LGN (mbbl/d)	2.359	2.173	8,6
Gás natural (mboed)	560	513	9,2
Óleo, LGN e gás natural – Exterior	31	34	(8,8)
Total (mboed)	2.950	2.721	8,4

A produção de petróleo bruto, LGN e gás natural foi de 2.950 mboed no período de janeiro a setembro de 2025, representando um aumento de 8,4% em comparação com o período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido ao: (i) aumento da produção da FPSO Maria Quitéria no campo de Jubarte, da FPSO Anita Garibaldi em Marlim e da FPSO Anna Nery, ambas nos campos de Marlim e Voador, e da FPSO Alexandre de Gusmão no campo de Mero, além do (ii) alcance da capacidade projetada da FPSO Almirante Tamandaré no campo de Búzios; (iii) da manutenção do pico de produção, seguida de um aumento na capacidade produtiva da FPSO Marechal Duque de Caxias no campo de Mero; (iv) da manutenção do pico de produção da FPSO Sepetiba no campo de Mero; (v) dos novos poços de projetos complementares nas bacias de Campos e Santos; (vi) dos menores volumes de perdas devido a paradas para manutenção; (vii) da maior eficiência operacional na Bacia de Santos; e (viii) da maior produção de LGN devido ao início da operação da UPGN no Complexo de Energia de Boaventura / Rota 3. Esses fatores foram parcialmente compensados pelo declínio do potencial em campos maduros.

Refino, Transporte e Comercialização

Informações financeiras

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Receita de vendas	61.867	65.990	(6,2)
Lucro bruto	4.033	4.947	(18,5)
Despesas operacionais	(2.362)	(2.318)	1,9
Lucro operacional	1.671	2.629	(36,4)
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	1.167	1.309	(10,8)
Custo do refino (US\$ / barril) – Brasil	2,85	2,70	5,6
Preços dos derivados básicos no Brasil (US\$/bbl)	84,68	91,76	(7,7)

No período de janeiro a setembro de 2025, o lucro bruto de Refino, Transporte e Comercialização foi US\$ 914 milhões menor do que no período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido a uma diminuição nas margens internacionais da gasolina e à queda nos preços do Brent, uma vez que o estoque realizado foi adquirido anteriormente a preços mais altos, em contraste com o efeito da valorização do preço do Brent durante o período de janeiro a setembro de 2024. A diminuição do lucro operacional no período de janeiro a setembro de 2025 reflete principalmente a redução do lucro bruto.

O custo médio de refino no período de janeiro a setembro de 2025 foi de US\$ 2,85/barril, 5,6% maior do que no período de janeiro a setembro de 2024, principalmente devido a um aumento nas despesas de manutenção e atividades de revitalização em nossas refinarias, parcialmente compensado por uma desvalorização relativa da moeda local em 2025, reduzindo os custos em dólares americanos. O aumento do custo unitário também foi impactado por uma leve redução no volume de petróleo processado.

Informação operacional

Mil barris por dia (mmbbl/d)	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Volume de produção total	1.743	1.772	(1,6)
Volume de vendas no mercado interno	1.738	1.707	1,8
Capacidade de destilação do óleo bruto	1.813	1.813	-
Fator de utilização do parque de refino ⁽¹⁾	92%	93%	(1,1)
Carga fresca processada	1.638	1.650	(0,7)
Carga de LGN processada	1.682	1.697	(0,9)
Participação do óleo nacional na carga (%) ⁽¹⁾	92%	91%	1,1

(1) Variações apresentadas em pontos percentuais.

As vendas domésticas no período de janeiro a setembro de 2025 foram de 1.738 milhões de barris por dia, um aumento de 1,8% em comparação com o período de janeiro a setembro de 2024.

O volume de vendas de diesel aumentou 6,4% em janeiro a setembro de 2025 em comparação com janeiro a setembro de 2024, influenciado principalmente pela diminuição das importações por terceiros, pelo aumento da atividade industrial, bem como pelas colheitas de soja e milho. O volume de vendas de gasolina cresceu 1,5% entre os períodos, principalmente devido ao aumento da demanda total por combustíveis do ciclo Otto e a uma maior participação da gasolina em comparação com o etanol.

A produção total de derivados de petróleo no período de janeiro a setembro de 2025 foi de 1.743 mmbbl/d, representando uma queda de 1,6% em comparação com o mesmo período de 2024. Nos primeiros nove meses de 2025, o fator de utilização de nossas refinarias foi 1 ponto percentual menor do que no mesmo período do ano anterior, devido aos impactos da parada programada na Refinaria Abreu e Lima – localizada no Nordeste do Brasil – no primeiro trimestre, e na Refinaria Alberto Pasqualini – localizada na região Sul do Brasil – que sofreram paralisações em 2025.

Gás e Energias de Baixo Carbono

Informações financeiras

US\$ milhões	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Receita de vendas	6.306	6.961	(9,4)
Lucro bruto	2.686	3.317	(19,0)
Despesas operacionais	(2.561)	(2.557)	0,2
Lucro operacional	125	760	(83,6)
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	83	530	(84,3)
Preço de venda do gás natural – Brasil (US\$/bbl)	56,41	63,74	(11,5)

No período de janeiro a setembro de 2025, a redução na receita de vendas em relação ao mesmo período de 2024 deveu-se aos menores preços médios de venda do gás natural, em função da queda no preço do Brent, ao menor volume de gás natural vendido ao segmento não termoeletrico, à entrada de novos agentes nesse mercado e ao término de contratos de disponibilidade térmica.

A redução no lucro operacional no período de janeiro a setembro de 2025, em comparação com o mesmo período de 2024, deve-se principalmente ao menor lucro bruto, visto que as despesas permaneceram estáveis.

Informação operacional

	Jan-Set/2025	Jan-Set/2024	Variação (%)
Reserva de Capacidade Vendida em Leilão (MW) ⁽¹⁾	250	-	-
Venda de disponibilidade térmica em leilão (ACR) – MW médio	713	1.169	(39,0)
Venda de energia elétrica - MW médio	761	648	17,4
Entrega de gás nacional - MM m³/dia	34	30	13,3
Regaseificação de GNL - MM m³/dia	1	4	(75,0)
Importação de gás natural da Bolívia - MM m³/dia	9	14	(35,7)

(1) Em vigor a partir de agosto de 2025, de acordo com o primeiro leilão de reserva de capacidade realizado em 2021.

A entrada em operação das usinas termelétricas de Ibirité e Termorio ocorreu antes do previsto, em agosto de 2025, disponibilizando energia para atender ao contrato do Leilão de Reserva de Capacidade realizado em 2021. De janeiro a setembro de 2025, as vendas de disponibilidade térmica da Petrobras diminuíram 39,8% em comparação com o mesmo período de 2024, devido ao término de contratos. No mesmo período, as vendas de energia aumentaram 60,2% devido a um cenário hidrológico menos favorável e ao aproveitamento de oportunidades com preços *spot*. A entrada em operação das usinas termelétricas de Ibirité (198 MW) e Termorio (922 MW) ocorreu antes do previsto, em agosto de 2025, disponibilizando energia para atender ao contrato do Leilão de Reserva de Capacidade realizado em 2021.

No lado da oferta de gás natural, a produção doméstica de gás no período de janeiro a setembro de 2025 cresceu 13,3% devido à disponibilidade de gás do gasoduto Rota 3 e à operação da unidade de processamento de gás de Itaboraí. Como resultado do aumento da oferta da produção interna, houve uma diminuição nas importações de gás natural.

GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre no sistema elétrico.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada no sistema elétrico.

Disponibilidades ajustadas - Somatório de disponibilidades e investimentos em títulos governamentais, certificados de depósitos bancários e aplicações financeiras em *time deposits* com vencimentos superiores a 3 meses a partir da data de aquisição, considerando a expectativa de realização desses investimentos no curto prazo. A medida “disponibilidades ajustadas” não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS *Accounting Standards*, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa apurados em IFRS *Accounting Standards*. Além disso, não deve ser base de comparação com a de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem e no cálculo da dívida líquida.

EBITDA Ajustado – Lucro líquido somado ao resultado financeiro líquido, imposto de renda, depreciação, exaustão e amortização, participações em investimentos, *impairment*, o resultado com alienação e baixa de ativos e os resultados de acordos de co-participação em áreas licitadas. Essa métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS *Accounting Standards* e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Preço médio dos derivados básicos – Mercado interno (US\$/bbl) – receita de vendas unitárias da Petrobras no mercado interno, de derivados básicos, que são: diesel, gasolina, gás liquefeito de petróleo, querosene de aviação, nafta e óleo combustíveis.

Investimentos total – Investimentos baseados nas premissas de custo e metodologia financeira adotada no Plano de Negócios, que incluem a aquisição de ativos imobilizados e intangíveis, aquisição de participações societárias, assim como outros itens que não necessariamente se qualificam como fluxo de caixa usado em atividades de investimento, compreendendo despesas com geologia e geofísica, pesquisa e desenvolvimento, gastos pré-operacionais, aquisição de imobilizado a prazo e custos de empréstimos diretamente atribuíveis a obras em andamento.

CTA – *Cumulative translation adjustment*. O montante acumulado de variações cambiais reconhecido no patrimônio líquido deve ser transferido para demonstração do resultado no momento da alienação do investimento.

Efeito do custo médio no custo dos produtos vendidos - Em função do período de permanência dos produtos nos estoques, de 60 dias em média, o comportamento das cotações internacionais do petróleo e derivados, bem como do câmbio sobre as importações e as participações governamentais e outros efeitos na formação do custo, não influenciam integralmente o custo dos produtos e serviços vendidos do período, vindo a ocorrer por completo apenas no período subsequente.

Fluxo de caixa livre - caixa líquido gerado pelas atividades operacionais menos aquisição de imobilizado, intangível e aquisição de participações societárias. O fluxo de caixa livre não está previsto nas normas internacionais de contabilidade – IFRS *Accounting Standards* e não deve ser considerado isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa calculado de acordo com IFRS *Accounting Standards*. Não deve ser comparável ao fluxo de caixa livre de outras empresas, no entanto, a Administração acredita que é uma informação suplementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

Dívida bruta – somatório do endividamento de curto e de longo prazos e dos passivos de arrendamentos. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS *Accounting Standards*.

Alavancagem – Índice que mede a relação entre o Endividamento Líquido e a soma do Endividamento Líquido e do *Market Capitalization*. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS *Accounting Standards* e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias. Contudo, a Administração acredita que é uma informação suplementar para avaliar a liquidez.

Lifting Cost - Indicador de custo de extração de petróleo e gás natural, que considera os gastos realizados no período.

LTM EBITDA Ajustado – Somatório dos últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) do EBITDA Ajustado.

FCO – Recursos líquidos gerados (ou utilizados) pelas atividades operacionais (fluxo de caixa operacional).

Resultado operacional – Lucro (prejuízo) líquido antes do resultado financeiro, participações em investimentos e imposto de renda.

Endividamento líquido – Endividamento bruto subtraído das disponibilidades ajustadas. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS *Accounting Standards* e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com o IFRS *Accounting Standards*. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

Resultado por Segmentos de Negócio – As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos de negócio. As transações entre segmentos de negócio são valoradas por preços internos de transferência apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.