

## **Relatório Trimestral de Participação Especial (PE)**

**4º Trimestre de 2023 (4T/23)**



**Superintendência de Participações Governamentais (SPG)**

**28 de fevereiro de 2024**

## 1 SUMÁRIO

2	INTRODUÇÃO.....	3
2.	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL POR CAMPO .....	4
3.	PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA POR CAMPO .....	6
3.1.	PREÇO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO ( $PREF_{ÓLEO}$ ) .....	6
3.2.	PREÇO DE REFERÊNCIA DO GÁS NATURAL ( $PREF_{GÁS}$ ) .....	7
4.	ALÍQUOTA EFETIVA POR CAMPO .....	8
5.	ARRECADAÇÃO POR CAMPO .....	9
6.	DEPÓSITOS JUDICIAIS .....	10
7.	PERCENTUAL DE CONFRONTAÇÃO DOS CAMPOS EM PLATAFORMA CONTINENTAL .....	11
8.	PERCENTUAL DE RATEIO DOS CAMPOS EM TERRA .....	13
9.	DISTRIBUIÇÃO DA PE.....	13
10.	DISTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR DE PE.....	16
11.	APURAÇÃO DOS VALORES DE PE PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO .....	16
12.	ANEXO: DEMONSTRATIVOS DA PE POR CAMPO.....	17

### Lista de abreviaturas

bbl: barril

boed: barril de óleo equivalente dia

btu: *british thermal unit*

m<sup>3</sup>: metros cúbicos

m<sup>3</sup>oe: metros cúbicos de óleo equivalente

M: mil

MM: milhão

## 2 INTRODUÇÃO

A Participação Especial (PE) foi instituída pela Lei nº 9.478/97, de 06/8/1997, e regulamentada pelo Decreto nº 2.705 de 03/8/1998. Posteriormente, foi promulgada a Lei nº 12.351 de 22/12/2010.

Os procedimentos para a apuração da PE pelos concessionários estão estabelecidos na Resolução ANP nº 870, de 24/03/2022, em complementação ao disposto no Decreto 2.705/98.

A PE é calculada por meio da equação:

$$PE_{pg} = R_{liq} \times AL_{ef}$$

sendo

$$R_{liq} = R_{brut} - G_{dedut}$$

e

$$R_{brut} = V_{\acute{o}leo} \times Pref_{\acute{o}leo} + V_{g\acute{a}s} \times Pref_{g\acute{a}s}$$

onde:

**$R_{brut}$** : receita bruta de produção (em R\$);

**$V_{\acute{o}leo}$** : produção de petróleo (em m<sup>3</sup>);

**$V_{g\acute{a}s}$** : produção de gás natural (em m<sup>3</sup>);

**$Pref_{\acute{o}leo}$** : preço de referência do petróleo (em R\$/m<sup>3</sup>);

**$Pref_{g\acute{a}s}$** : preço de referência do gás natural (em R\$/m<sup>3</sup>);

**$R_{liq}$** : receita líquida da produção (em R\$);

**$G_{dedut}$** : gastos dedutíveis que podem ser abatidos da PE (em R\$);

**$AL_{ef}$** : alíquota efetiva da PE (em %); e

**$PE_{pg}$** : PE paga pelos concessionários (em R\$).

No 4º trimestre de 2023 (4T/23), a PE arrecadada pelos concessionários totalizou R\$ 10.710.889.318,49 (dez bilhões, setecentos e dez milhões, oitocentos e oitenta e nove mil, trezentos e dezoito reais e quarenta e nove centavos), sendo R\$ 9.905.213.034,52 (nove bilhões, novecentos e cinco milhões, duzentos e treze mil, trinta e quatro reais e cinquenta e dois centavos) distribuídos para os beneficiários legais e R\$ 805.676.283,97 (oitocentos e cinco milhões, seiscentos e setenta e seis mil, duzentos e oitenta e três reais e noventa e sete centavos) depositados judicialmente.

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 4T/23: i) produção de petróleo e gás natural; ii) preço médio de referência; e iii) alíquota efetiva. Serão apresentados os valores arrecadados por campo e sua distribuição aos beneficiários legais, de acordo com os percentuais de confrontação em plataforma continental e de rateio em terra. O demonstrativo resumido da PE por campo se encontra no anexo deste relatório.

## **2. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL POR CAMPO**

A produção de petróleo ( $V_{\text{óleo}}$ ) e de gás natural ( $V_{\text{gás}}$ ) para fins de apuração da PE no 4T/23, apresentada na Tabela 1, em relação ao 3T/23, tivemos uma diminuição de 1,90% e totalizando 33.123,32 Mm<sup>3</sup> oe.

**Tabela 1:** Produção nos campos passíveis de pagamento de PE

PE	3T/23		4T/23		Variações: 3T/23÷2T/23
	Mm3oe	Mboe/d	Mm3oe	Mboe/d	Δ%
<b>Campos (19)</b>					
Albacora Leste	470,34	32,87	487,35	34,06	3,62%
Barracuda	474,36	33,15	621,24	43,42	30,96%
Baúna	467,35	32,66	416,67	29,12	-10,84%
Berbigão	1.160,03	81,07	1.190,92	83,23	2,66%
Frade	847,97	59,26	828,49	57,90	-2,30%
Jubarte	2.379,36	166,29	2.202,62	153,93	-7,43%
Lapa	715,68	50,02	716,34	50,06	0,09%
Leste do Urucu	339,67	23,74	325,18	22,73	-4,26%
Marlim	467,27	32,66	780,68	54,56	67,07%
Marlim Leste	1.042,72	72,87	1.123,45	78,51	7,74%
Marlim Sul	1.445,27	101,01	1.230,61	86,00	-14,85%
Mexilhão	418,41	29,24	391,47	27,36	-6,44%
Peregrino	1.367,44	95,57	1.384,41	96,75	1,24%
Rio Urucu	292,97	20,47	347,59	24,29	18,64%
Roncador	2.273,15	158,86	2.057,19	143,77	-9,50%
Sapinhoá	3.075,82	214,96	2.611,45	182,51	-15,10%
Sururu	1.082,04	75,62	1.145,33	80,04	5,85%
Tartaruga Verde	818,37	57,19	703,42	49,16	-14,05%
Tupi	14.626,78	1.022,22	14.558,88	1.017,47	-0,46%
<b>TOTAL</b>	<b>33.764,99</b>	<b>2.359,72</b>	<b>33.123,32</b>	<b>2.314,88</b>	<b>-1,90%</b>

Dos 19 campos passíveis de pagamento de PE no 4T/23, os campos de Marlim (67,07%) e Barracuda (30,96%) foram os campos que apresentaram aumento mais significativo na produção.

### 3. PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA POR CAMPO

#### 3.1. Preço de referência do petróleo (Pref<sub>óleo</sub>)

O Pref<sub>óleo</sub> médio por campo, apresentado na Tabela 2 (3T/23 e 4T/23), é fixado nos termos da Resolução ANP nº 874, de 18/04/2022, considerando as características físico-químicas e comerciais das diversas correntes de petróleo vinculadas a cada campo.

**Tabela 2:** Preço médio de referência do petróleo (Pref<sub>óleo</sub>).

Preço do Petróleo	3T/23		4T/23		Variações: 4T/23÷3T/23
Campos (19)	Mm <sup>3</sup> oe	Mboe/d	Mm <sup>3</sup> oe	Mboe/d	Δ%
Albacora Leste	2.252,4867	73,3877	2.232,1152	71,6516	-0,90%
Barracuda	2.468,8186	80,4360	2.442,3853	78,4014	-1,07%
Baúna	2.516,9331	82,0036	2.535,6724	81,3959	0,74%
Berbigão	2.498,2521	81,3949	2.460,9015	78,9957	-1,50%
Frade	2.298,8832	74,8994	2.295,2794	73,6792	-0,16%
Jubarte	2.341,0499	76,2732	2.329,3361	74,7724	-0,50%
Lapa	2.314,4354	75,4061	2.276,5083	73,0767	-1,64%
Leste do Urucu	2.778,8568	90,5373	2.699,4637	86,6537	-2,86%
Marlim	2.336,4579	76,1236	2.280,9451	73,2191	-2,38%
Marlim Leste	2.394,6674	78,0201	2.345,2562	75,2835	-2,06%
Marlim Sul	2.349,9961	76,5646	2.353,7139	75,5550	0,16%
Mexilhão	3.074,3018	100,1631	2.996,5806	96,1912	-2,53%
Peregrino	2.073,6181	67,5600	2.028,4006	65,1123	-2,18%
Rio Urucu	2.786,9752	90,8018	2.706,2692	86,8721	-2,90%
Roncador	2.386,6792	77,7598	2.389,2201	76,6947	0,11%
Sapinhoá	2.478,1028	80,7385	2.461,5614	79,0169	-0,67%
Sururu	2.449,4013	79,8033	2.459,7463	78,9587	0,42%
Tartaruga Verde	2.429,4578	79,1536	2.455,4703	78,8214	1,07%
Tupi	2.496,5455	81,3393	2.466,2512	79,1675	-1,21%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>2.444,8592</b>	<b>79,6554</b>	<b>2.420,0709</b>	<b>77,6851</b>	<b>-1,01%</b>

O Pref<sub>óleo</sub> nos respectivos meses, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>.

### 3.2. Preço de referência do gás natural (Pref<sub>gás</sub>)

O Pref<sub>gás</sub> médio por campo, apresentado na Tabela 3 (3T/23 e 4T/23), é fixado nos termos do art. 8 do Decreto nº 2.705/98 e da Resolução ANP nº 875, de 18/04/2022.

**Tabela 3:** Preço médio de referência do gás natural (Pref<sub>gás</sub>).

Preço do Gás Natural	3T/23		4T/23		Variações: 4T/23 ÷ 3T/23
Campos (19)	R\$/m3	US\$/MMbtu	R\$/m3	US\$/MMbtu	Δ%
Albacora Leste	0,5726	3,1458	0,5678	3,0737	-0,83%
Barracuda	0,9656	5,3049	1,0627	5,7523	10,06%
Baúna	1,0820	5,9447	1,2289	6,6518	13,57%
Berbigão	1,0092	5,5443	1,0616	5,7462	5,19%
Frade	0,2478	1,3614	0,2880	1,5587	16,21%
Jubarte	0,8418	4,6250	0,9170	4,9635	8,92%
Lapa	0,5840	3,2086	0,6426	3,4786	10,04%
Leste do Urucu	0,7801	4,2856	0,8679	4,6979	11,26%
Marlim	0,7104	3,9029	0,7539	4,0809	6,13%
Marlim Leste	1,0177	5,5912	1,0411	5,6356	2,30%
Marlim Sul	0,9663	5,3086	0,9262	5,0133	-4,15%
Mexilhão	0,5689	3,1253	0,6157	3,3329	8,24%
Peregrino	1,0928	6,0038	1,0823	5,8585	-0,96%
Rio Urucu	0,7774	4,2711	0,8521	4,6124	9,61%
Roncador	0,6848	3,7621	0,7626	4,1279	11,36%
Sapinhoá	0,7554	4,1500	0,7332	3,9689	-2,93%
Sururu	0,9924	5,4522	1,0610	5,7432	6,91%
Tartaruga Verde	0,8149	4,4770	1,0366	5,6112	27,21%
Tupi	0,7952	4,3689	0,8624	4,6684	8,45%
<b>MÉDIA</b>	<b>0,8576</b>	<b>4,71158</b>	<b>0,9184</b>	<b>4,97139</b>	<b>7,09%</b>

O Pref<sub>gás</sub> nos respectivos meses, calculado nos termos da Resolução ANP nº 875/2022, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

#### 4. ALÍQUOTA EFETIVA POR CAMPO

A alíquota efetiva ( $AL_{ef}$ ), apresentada na Tabela 4 (3T/23 e 4T/23), é calculada nos termos do Decreto nº 2.705/98, sendo aplicada em cada campo para apuração da PE.

**Tabela 4:** Alíquota efetiva ( $AL_{ef}$ ).

Campos (19)	3T/23	4T/23	Variações: 4T/23 ÷ 3T/23
Albacora Leste	0,43%	0,77%	77,20%
Barracuda	0,51%	2,76%	436,81%
Baúna	3,58%	2,80%	-21,80%
Berbigão	8,36%	8,66%	3,61%
Frade	4,69%	4,57%	-2,66%
Jubarte	20,14%	18,66%	-7,38%
Lapa	3,71%	3,72%	0,16%
Leste do Urucu	5,58%	5,39%	-3,52%
Marlim	0,37%	4,24%	1046,21%
Marlim Leste	7,05%	7,98%	13,19%
Marlim Sul	11,32%	9,03%	-20,22%
Mexilhão	0,00%	0,00%	0,00%
Peregrino	13,55%	13,75%	1,49%
Rio Urucu	4,88%	5,68%	16,49%
Roncador	19,21%	17,50%	-8,92%
Sapinhoá	24,64%	21,91%	-11,09%
Sururu	7,52%	8,21%	9,16%
Tartaruga Verde	4,50%	3,60%	-19,96%
Tupi	36,77%	36,75%	-0,04%

A  $AL_{ef}$  é determinada por meio da conjugação das seguintes variáveis relacionadas à produção:

- Ano: (i) 1º ano; (ii) 2º ano; (iii) 3º ano; e (iv) 4º ano em diante;
- local: (i) terra; (ii) mar com lâmina d'água até 400 m; (iii) mar com lâmina d'água superior a 400 m; e
- volume: seis faixas de produção.

Dos 19 campos apurados, o campo de Mexilhão não teve produção suficiente para gerar alíquota de PE.



Além disso, os campos que tiveram aumento mais expressivo da alíquota foram Marlim, Barracuda e Albacora Leste, cujo aumento foi de 1046,21%, 436,81% e 77,20%, respectivamente.

O campo de Tupi permaneceu sendo o de maior  $AL_{ef}$  (36,75%), mantendo-se estável com relação à alíquota do trimestre anterior.

## 5. ARRECADAÇÃO POR CAMPO

A PE arrecadada totalizou R\$ 10.710.889.318,49. A Tabela 5 demonstra a arrecadação por campo, totalizando uma diminuição de 5,71% em relação ao trimestre anterior (3T/23).

**Tabela 5:** Arrecadação de PE (R\$).

Campos	3T/23	4T/23	Variações: 4T/23 ÷ 3T/23
Albacora Leste	1.402.640,82	2.780.924,70	98,26%
Barracuda	1.621.571,96	17.248.327,75	963,68%
Baúna	23.966.713,66	17.140.292,45	-28,48%
Berbigão	178.126.118,38	119.776.456,44	-32,76%
Frade	40.630.337,54	50.845.467,92	25,14%
Jubarte	608.242.167,09	468.145.582,18	-23,03%
Lapa	31.295.152,30	29.567.507,45	-5,52%
Leste do Urucu	17.570.854,00	16.470.374,26	-6,26%
Marlim	0,00	0,00	0,00%
Marlim Leste	77.560.682,43	103.031.808,31	32,84%
Marlim Sul	154.917.425,87	90.551.714,28	-41,55%
Mexilhão	0,00	0,00	0,00%
Peregrino	0,00	0,00	0,00%
Rio Urucu	10.671.038,78	15.892.202,28	48,93%
Roncador	374.383.225,24	291.144.414,34	-22,23%
Sapinhoá	1.141.668.883,31	814.842.531,03	-28,63%
Sururu	131.020.188,82	84.123.496,06	-35,79%
Tartaruga Verde	48.255.360,14	31.366.501,20	-35,00%
Tupi	8.518.123.459,50	8.557.961.717,84	0,47%
<b>TOTAL</b>	<b>11.359.455.819,84</b>	<b>10.710.889.318,49</b>	<b>-5,71%</b>

Os campos de Tupi (R\$ 8,6 bilhões) e Sapinhoá (R\$ 815 milhões) no pré-sal, o campo de Roncador no pós-sal (R\$ 291 milhões) e Jubarte (468 milhões), cuja produção no pré-sal supera a do pós-sal, representaram 94,60% da arrecadação no 4T/23.

## 6. DEPÓSITOS JUDICIAIS

No 4T/23, as concessionárias depositaram judicialmente o valor de R\$ 763.528.303,04, referente aos campos de Baúna, Tupi e Tartaruga Verde. O passivo acumulado com os esses depósitos judiciais até o 4T/23 é de R\$ 14.189.964.224,39.

Além disso, a ANP realizou o depósito judicial da distribuição de PE no valor de R\$ 42.147.980,93 por força da decisão judicial proferida nos autos do Processo Judicial nº 5000825-58.2020.4.03.6135, no que tange aos percentuais médios de confrontação (PMC) dos municípios de Caraguatatuba, Ilhabela e São Sebastião com os campos de Mexilhão, Sapinhoá e Lapa. O passivo acumulado com esses depósitos judiciais até o 4T/23 é de R\$ 751.863.944,55.

A tabela 6 demonstra os depósitos judiciais realizados e seus passivos acumulados.

**Tabela 6:** Depósitos judiciais (R\$).

Campos (3)	4T/23	Acumulado	Processo Judicial
Baúna	0,00	293.472.889,38	<b>0013992-68.2014.4.02.5101</b>
Tupi	732.919.721,59	12.603.349.857,74	<b>0167592-12.2014.4.02.5101</b>
Tartaruga Verde	30.608.581,45	1.293.141.477,27	<b>0002716-69.2016.4.02.5101</b>
<b>TOTAL</b>	<b>763.528.303,04</b>	<b>14.189.964.224,39</b>	-
Campos (3)	4T/23	Acumulado	Processo Judicial
Sapinhoá/ Ilhabela-São Sebastião	40.669.605,56	732.046.421,98	<b>5000825-58.2020.4.03.6135</b>
Mexilhão/Ilhabela-Caraguatatuba	0,00	119.488,76	
Mexilhão/Ilhabela-São Sebastião	0,00	85.216,77	
Lapa/ Ilhabela-São Sebastião	1.478.375,37	19.612.817,04	
<b>TOTAL</b>	<b>42.147.980,93</b>	<b>751.863.944,55</b>	-

## 7. PERCENTUAL DE CONFRONTAÇÃO DOS CAMPOS EM PLATAFORMA CONTINENTAL

A Tabela 7 mostra os percentuais de confrontação de estados e municípios com os campos marítimos arrecadadores de PE no 4T/23, utilizados no cálculo para distribuição dos valores aos beneficiários.

**Tabela 7:** Confrontação (%) dos campos em plataforma continental.

Campos	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Albacora Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	69,43%
			Quissamã - RJ	30,57%
Barracuda	Rio de Janeiro	100,00%	Cabo Frio-RJ	8,66%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	18,17%
			Rio das Ostras - RJ	23,17%
Baúna	São Paulo	100,00%	Iguape – SP	7,12%
			Ilha Comprida – SP	92,88%
Berbigão	Rio de Janeiro	100,00%	Maricá – RJ	100,00%
Frade	Espírito Santo	0,27%	Presidente Kennedy – ES	100,00%
	Rio de Janeiro	99,73%	São João da Barra - RJ	80,01%
			Campos dos Goytacazes	19,99%
Jubarte	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim-ES	32,30%
			Marataízes-ES	37,77%
			Piúma-ES	0,32%
			Presidente Kennedy-ES	29,60%
Lapa*	São Paulo	100,00%	Ilhabela-SP*	50,00%
			Ilhabela-SP/São Sebastião-SP*	50,00%
Marlim Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu – RJ	1,27%

Campos	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
			Carapebus – RJ	1,63%
			Macaé – RJ	20,66%
			Rio das Ostras – RJ	26,44%
Marlim Sul	Rio de Janeiro	100,00%	Armação dos Búzios – RJ	4,42%
			Cabo Frio – RJ	28,10%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu – RJ	6,33%
			Rio das Ostras – RJ	11,15%
Roncador	Espírito Santo	13,37%	Presidente Kennedy – ES	100,00%
	Rio de Janeiro	86,63%	Campos dos Goytacazes – RJ	68,22%
			São João da Barra – RJ	31,78%
Sapinhoá*	São Paulo	99,82%	Ilhabela - SP*	50,00%
			Ilhabela-SP/São Sebastião-SP*	50,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	Rio de Janeiro – RJ	100,00%
Sururu	Rio de Janeiro	100%	Maricá – RJ	100,00%
Tartaruga Verde	Rio de Janeiro	100,00%	Arraial do Cabo-RJ	2,25%
			Araruama-RJ	1,46%
			Cabo Frio – RJ	5,63%
			Maricá – RJ	20,64%
			Niterói – RJ	11,29%
			Quissamã – RJ	37,25%
			Rio de Janeiro – RJ	20,86%
			Saquarema – RJ	0,61%
Tupi	Rio de Janeiro	100,00%	Maricá-RJ	48,93%
			Niterói-RJ	43,08%
			Rio de Janeiro-RJ	7,99%

\* Nova Confrontação devido ao Processo Judicial nº 5000825-58.2020.4.03.6135.

## 8. Percentual de rateio dos campos em terra

Da mesma forma, a Tabela 8 mostra os percentuais de rateio de estados e municípios com os campos terrestres arrecadadores de PE no 4T/23. Estes percentuais são apurados trimestralmente, por meio do rateio da produção de petróleo e de gás natural dos poços, conforme sua localização.

**Tabela 8:** Rateio (%) dos campos em terra.

Campos	Estado	% Rateio	Municípios	% Rateio
Leste do Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	100,00%
Rio Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	96,30%
			Tefé-AM	3,70%

## 9. DISTRIBUIÇÃO DA PE

Nos termos do art. 50 da Lei nº 9.478/97, a PE é distribuída na seguinte proporção:

- i) 50% à União;
- ii) 40% a estados; e
- iii) 10% a municípios.

Ressalta-se que, nos termos do art. 49 da Lei nº 12.351/10, nas áreas localizadas no pré-sal, contratadas sob o regime de concessão, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao Fundo Social.

Além disso, nos termos do art. 2º, inciso I e §3º, da Lei nº 12.858/13, nas áreas contratadas sob o regime de concessão, com declaração de comercialidade a partir de 03 de dezembro de 2012, que engloba atualmente os campos de Tartaruga Verde, Lapa, Sururu e Berbigão, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada à educação e saúde na seguinte proporção: i) 75% à educação; e ii) 25% à saúde.

O valor distribuído de PE no 4T/23, para a União, os Estados e os Municípios, totalizou R\$ 9.905.213.034,71. Como pode ser observado na Tabela 9, além dos recursos destinados à União (MME, MMA, Fundo Social, Educação e Saúde), constam no rol de beneficiários da PE 4 estados e 24 municípios no 4T/23.

Ao Fundo Social foram destinados 45,15% da PE distribuída, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime contratual de concessão. Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 34,52% da PE distribuída, por conta de sua confrontação com campos localizados nas bacias de Campos e Santos.

Em relação aos municípios, destacam-se Maricá-RJ (4,07%) e Niterói-RJ (3,40%) como os maiores destinatários de PE, basicamente, por terem confrontação com o campo de Tupi.

**Tabela 9: Beneficiários da PE.**

Beneficiários	3T/23	4T/23	$\Delta\% = \frac{4T/23}{3T/23}$
MMA	93.745.793,30	76.792.188,81	-18,08%
MME	374.983.173,17	307.168.755,22	-18,08%
Fundo Social	4.647.036.214,26	4.472.606.873,92	-3,75%
Educação	135.909.161,05	87.834.517,40	-35,37%
Saúde	45.303.053,68	29.278.172,47	-35,37%
<b>TOTAL UNIÃO</b>	<b>5.296.977.395,46</b>	<b>4.973.680.507,82</b>	<b>-6,10%</b>
AM	11.296.757,13	12.945.030,63	14,59%
ES	263.366.249,78	202.886.068,71	-22,96%
RJ	3.494.546.163,46	3.419.073.342,41	-2,16%
SP	468.372.746,01	344.039.964,51	-26,55%
<b>TOTAL ESTADOS</b>	<b>4.237.581.916,38</b>	<b>3.978.944.406,26</b>	<b>-6,10%</b>
Coari-AM	2.773.735,59	3.177.405,56	14,55%
Tefe-AM	50.453,69	58.852,10	16,65%
Itapemirim-ES	19.648.959,09	15.123.208,96	-23,03%
Marataizes-ES	22.973.428,29	17.681.952,25	-23,03%
Piuma-ES	196.462,23	151.211,03	-23,03%
Presidente Kennedy-ES	23.022.712,82	17.765.144,91	-22,84%
Araruama-RJ	32.128,40	1.107,71	-96,55%
Armacao dos Buzios-RJ	683.765,95	399.672,14	-41,55%
Arraial do Cabo-RJ	49.455,18	1.705,10	-96,55%
Cabo Frio-RJ	4.491.223,92	2.698.232,69	-39,92%
Campos dos Goytacazes-RJ	34.736.158,12	28.953.188,80	-16,65%
Carapebus-RJ	126.677,09	168.278,17	32,84%
Casimiro de Abreu-RJ	1.108.768,03	1.017.370,91	-8,24%
Macaé-RJ	1.602.420,71	2.128.659,77	32,84%
Marica-RJ	413.204.006,80	403.326.626,86	-2,39%
Niterói-RJ	336.387.939,62	337.103.847,67	0,21%
Quissama-RJ	861.731,07	113.231,72	-86,86%
Rio das Ostras-RJ	3.815.996,97	4.133.649,58	8,32%
Rio de Janeiro-RJ	62.972.653,53	62.648.776,94	-0,51%
São Joao da Barra-RJ	13.550.228,57	12.073.526,02	-10,90%
Saquarema-RJ	13.386,93	461,55	-96,55%
Iguape-SP	0,00	122.038,89	0,00%
Ilha Comprida-SP	0,00	1.591.990,36	0,00%
Ilhabela-SP	58.546.593,25	42.147.980,94	-28,01%

Beneficiários	3T/23	4T/23	$\Delta\% = \frac{4T/23}{3T/23}$
<b>TOTAL MUNICÍPIOS</b>	<b>1.000.848.885,85</b>	<b>952.588.120,63</b>	<b>-4,82%</b>
<b>TOTAL BRASIL</b>	<b>10.535.408.197,69</b>	<b>9.905.213.034,71</b>	<b>-5,98%</b>

## 10. DISTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR DE PE

Não houve distribuição complementar neste trimestre.

## 11. APURAÇÃO DOS VALORES DE PE PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A Cláusula 24<sup>a</sup> (Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento) dos contratos de concessão estabelece que, no caso de campos sujeitos ao recolhimento de PE em qualquer trimestre do ano calendário, o concessionário está obrigado a realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta de produção no campo.

Como pode ser observado na Tabela 10, a receita bruta dos 16 campos pagadores de PE totalizou R 66.528.083.083,59 no 4T/23, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 665.280.830,84.

**Tabela 10:** Obrigação gerada de pesquisa e desenvolvimento.

Campos (16)	Receita Bruta ( $R_{brut}$ )	Pesquisa e Desenvolvimento (1% $R_{brut}$ )
Albacora Leste	1.025.758.314,92	10.257.583,15
Barracuda	1.419.355.457,55	14.193.554,58
Baúna	1.032.856.717,17	10.328.567,17
Berbigão	2.709.510.398,87	27.095.103,99
Frade	1.810.320.779,30	18.103.207,79
Jubarte	4.618.298.506,50	46.182.985,07
Lapa	1.625.868.341,51	16.258.683,42
Leste do Urucu	457.634.702,13	4.576.347,02
Marlim Leste	2.442.123.883,91	24.421.238,84
Marlim Sul	2.673.058.408,20	26.730.584,08
Rio Urucu	414.346.146,07	4.143.461,46
Roncador	4.363.639.112,83	43.636.391,13



Sapinhoá	5.811.119.539,19	58.111.195,39
Sururu	2.438.001.330,74	24.380.013,31
Tartaruga Verde	1.624.614.625,99	16.246.146,26
Tupi	32.061.576.818,71	320.615.768,19
<b>TOTAL</b>	<b>66.528.083.083,59</b>	<b>665.280.830,84</b>

## **12. ANEXO: DEMONSTRATIVOS DA PE POR CAMPO**

Os demonstrativos de apuração da PE por campo, no 4T/23, em termos comparativos ao 3T/23, são apresentados neste anexo, englobando a produção total, o preço médio de referência, a receita bruta, os gastos dedutíveis, a receita líquida e a alíquota efetiva aplicada.

Os preços de referência utilizados na formação da receita bruta representam a média trimestral dos preços mensais de referência utilizados na apuração da PE, ponderados pelos volumes de produção do respectivo mês.

A rubrica “gastos dedutíveis” é o conjunto dos itens passíveis de dedução da receita bruta para a obtenção da receita líquida, abrangendo participações governamentais e de terceiros, gastos na produção, investimentos na fase de exploração, desenvolvimento e produção, provisão de gastos com abandono e outros gastos, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 870/2022.

## Anexo

<b>Albacora Leste</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	431,69	448,95	<b>4,00%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.252,49	2.232,12	<b>-0,90%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	38.888,11	41.647,23	<b>7,10%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,57	0,57	<b>-0,83%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	994,65	1.025,76	<b>3,13%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	670,36	662,92	<b>-1,11%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	324,29	362,84	<b>11,89%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,43%	0,77%	<b>77,20%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>1,40</b>	<b>2,78</b>	<b>98,26%</b>

<b>Barracuda</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	418,77	558,41	<b>33,35%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.468,82	2.442,39	<b>-1,07%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	45.139,37	52.239,17	<b>15,73%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,97	1,06	<b>10,06%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.077,45	1.419,36	<b>31,73%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	761,64	793,60	<b>4,20%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	315,80	625,75	<b>98,15%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,51%	2,76%	<b>436,81%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>1,62</b>	<b>17,25</b>	<b>963,68%</b>

<b>Baúna</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	452,66	401,93	<b>-11,21%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)*	2.516,93	2.535,67	<b>0,74%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	11.097,69	11.136,32	<b>0,35%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)*	1,08	1,23	<b>13,57%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.151,33	1.032,86	<b>-10,29%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	482,02	420,73	<b>-12,71%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	669,30	612,12	<b>-8,54%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,58%	2,80%	<b>-21,80%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>23,97</b>	<b>17,14</b>	<b>-28,48%</b>

<b>Berbigão</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	1.028,43	1.050,93	<b>2,19%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.498,25	2.460,90	<b>-1,50%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	107.100,21	116.130,11	<b>8,43%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	1,01	1,06	<b>5,19%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.677,35	2.709,51	<b>1,20%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	547,26	1.327,09	<b>142,50%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.130,09	1.382,42	<b>-35,10%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	8,36%	8,66%	<b>3,61%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>178,13</b>	<b>119,78</b>	<b>-32,76%</b>

<b>Frade</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	796,58	782,84	<b>-1,72%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.298,88	2.295,28	<b>-0,16%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	52.685,30	46.795,40	<b>-11,18%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,25	0,29	<b>16,21%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.844,29	1.810,32	<b>-1,84%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	649,86	697,34	<b>7,31%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-328,70	0,00	<b>100,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	865,73	1.112,98	<b>28,56%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,69%	4,57%	<b>-2,66%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>40,63</b>	<b>50,85</b>	<b>25,14%</b>

<b>Jubarte</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	2.013,24	1.867,68	<b>-7,23%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.341,05	2.329,34	<b>-0,50%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	318.218,54	292.089,94	<b>-8,21%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,84	0,92	<b>8,92%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.980,98	4.618,30	<b>-7,28%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.961,18	2.108,92	<b>7,53%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	3.019,81	2.509,38	<b>-16,90%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	20,14%	18,66%	<b>-7,38%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>608,24</b>	<b>468,15</b>	<b>-23,03%</b>

<b>Lapa</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	713,32	712,23	<b>-0,15%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.314,44	2.276,51	<b>-1,64%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	3.984,83	6.966,16	<b>74,82%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,58	0,64	<b>10,04%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.653,27	1.625,87	<b>-1,66%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	810,25	830,63	<b>2,52%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	843,02	795,24	<b>-5,67%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,71%	3,72%	<b>0,16%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>31,30</b>	<b>29,57</b>	<b>-5,52%</b>

<b>Leste do Urucu</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	91,36	86,93	<b>-4,84%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.778,86	2.699,46	<b>-2,86%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	268.628,52	256.912,45	<b>-4,36%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,78	0,87	<b>11,26%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	463,41	457,63	<b>-1,25%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	148,74	151,91	<b>2,13%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	314,67	305,73	<b>-2,84%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,58%	5,39%	<b>-3,52%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>17,57</b>	<b>16,47</b>	<b>-6,26%</b>

<b>Marlim</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	418,49	695,21	<b>66,12%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.336,46	2.280,95	<b>-2,38%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	46.007,72	80.620,63	<b>75,23%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,71	0,75	<b>6,13%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.010,47	1.646,51	<b>62,95%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	782,22	1.366,52	<b>74,70%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-1.135,79	-907,54	<b>20,10%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-907,54	-627,54	<b>30,85%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,37%	4,24%	<b>1046,21%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

<b>Marlim Leste</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	941,73	995,80	<b>5,74%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.394,67	2.345,26	<b>-2,06%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	81.568,20	102.502,50	<b>25,66%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	1,02	1,04	<b>2,30%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.338,15	2.442,12	<b>4,45%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.238,47	1.151,55	<b>-7,02%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.099,68	1.290,57	<b>17,36%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,05%	7,98%	<b>13,19%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>77,56</b>	<b>103,03</b>	<b>32,84%</b>

<b>Marlim Sul</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	1.284,72	1.088,82	<b>-15,25%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.350,00	2.353,71	<b>0,16%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	135.907,15	119.089,46	<b>-12,37%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,97	0,93	<b>-4,15%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.150,40	2.673,06	<b>-15,15%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.781,67	1.670,26	<b>-6,25%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.368,73	1.002,80	<b>-26,73%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	11,32%	9,03%	<b>-20,22%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>154,92</b>	<b>90,55</b>	<b>-41,55%</b>

<b>Mexilhão</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	37,90	35,11	-7,35%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	3.074,30	2.996,58	-2,53%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	377.692,78	353.026,33	-6,53%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,57	0,62	8,24%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	331,38	322,59	-2,65%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	136,47	152,85	12,00%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	194,90	169,74	-12,91%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	0,00%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

<b>Peregrino</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	1.343,33	1.361,84	1,38%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.073,62	2.028,40	-2,18%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	20.764,97	20.131,97	-3,05%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	1,09	1,08	-0,96%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.808,25	2.784,14	-0,86%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.599,32	1.407,45	-12,00%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-5.260,72	-4.051,78	22,98%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-4.051,78	-2.675,10	33,98%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	13,55%	13,75%	1,49%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

\*Houve retificação no 3T2023 no campo de Peregrino pela concessionária.

<b>Rio Urucu</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	49,71	57,53	15,73%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.786,98	2.706,27	-2,90%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	247.887,14	303.534,79	22,45%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,78	0,85	9,61%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	331,26	414,35	25,08%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	112,60	134,78	19,70%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	218,67	279,57	27,85%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,88%	5,68%	16,49%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>10,67</b>	<b>15,89</b>	<b>48,93%</b>

<b>Roncador</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	1.903,11	1.731,16	-9,04%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.386,68	2.389,22	0,11%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	335.095,53	298.348,49	-10,97%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,68	0,76	11,36%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.771,57	4.363,64	-8,55%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.823,07	2.700,00	-4,36%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.948,51	1.663,64	-14,62%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	19,21%	17,50%	-8,92%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>374,38</b>	<b>291,14</b>	<b>-22,23%</b>

<b>Sapinhoá</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	2.569,95	2.273,10	<b>-11,55%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.478,10	2.461,56	<b>-0,67%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	434.826,85	294.236,55	<b>-32,33%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,76	0,73	<b>-2,93%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	6.697,06	5.811,12	<b>-13,23%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.063,34	2.091,50	<b>1,36%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	4.633,72	3.719,62	<b>-19,73%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	24,64%	21,91%	<b>-11,09%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>1.141,67</b>	<b>814,84</b>	<b>-28,63%</b>

<b>Sururu</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	846,37	905,19	<b>6,95%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.449,40	2.459,75	<b>0,42%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	192.419,19	199.298,77	<b>3,58%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,99	1,06	<b>6,91%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.264,05	2.438,00	<b>7,68%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	522,57	1.413,73	<b>170,53%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.741,47	1.024,27	<b>-41,18%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,52%	8,21%	<b>9,16%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>131,02</b>	<b>84,12</b>	<b>-35,79%</b>

<b>Tartaruga Verde</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	746,70	641,15	<b>-14,14%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.429,46	2.455,47	<b>1,07%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	56.832,20	48.511,67	<b>-14,64%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,81	1,04	<b>27,21%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.860,39	1.624,61	<b>-12,67%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	788,35	753,98	<b>-4,36%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.072,04	870,64	<b>-18,79%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,50%	3,60%	<b>-19,96%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>48,26</b>	<b>31,37</b>	<b>-35,00%</b>

<b>Tupi</b>		<b>3T/2023</b>	<b>4T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	12.317,37	12.292,28	<b>-0,20%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.496,55	2.466,25	<b>-1,21%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	2.025.652,30	2.024.170,75	<b>-0,07%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,80	0,86	<b>8,45%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	32.361,72	32.061,58	<b>-0,93%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	9.195,52	8.777,49	<b>-4,55%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	23.166,20	23.284,08	<b>0,51%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,77%	36,75%	<b>-0,04%</b>
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>8.518,12</b>	<b>8.557,96</b>	<b>0,47%</b>