

## Relatório Trimestral de Participação Especial (PE)

3º Trimestre de 2018 (3T/18)



Superintendência de Participações Governamentais (SPG)

27 de Novembro de 2018

## SUMÁRIO

Lista de abreviaturas	2
1. Introdução	3
2. Produção de Petróleo e Gás Natural por Campo	4
3. Preço Médio de Referência por Campo	5
4. Alíquota Efetiva por Campo	7
5. Arrecadação por Campo	8
6. Depósitos Judiciais	9
7. Percentual de Confrontação dos Campos em Plataforma Continental	10
8. Percentual de Rateio dos Campos em Terra	11
9. Distribuição da PE	12
10. Distribuição complementar da PE	14
11. Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento	14
12. Anexo: Demonstrativo da PE por campo	15

## LISTA DE ABREVIATURAS

bbbl: 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

## 1. 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, foram promulgadas as Leis nº 12.351, de 22/12/2010, nº 12.734, de 30/11/2012, nº 12.858, de 09/9/2013, e nº 13.609, de 10/01/2018, com impactos na distribuição e aplicação dos recursos oriundos da PE.

Os procedimentos para a apuração da PE pelos concessionários estão estabelecidos na Resolução ANP nº 12, de 21/02/2014, 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 3º trimestre de 2018 (3T/18), a PE paga pelos concessionários totalizou R\$ 8.879.287.522,14 (oito bilhões, oitocentos e setenta e nove milhões, duzentos e oitenta e sete mil, quinhentos e vinte e dois reais e quatorze centavos).

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 3T/18: 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 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 3T/18, apresentada na Tabela 1, reduziu 4,29% em relação ao 2T/18, totalizando 35,8 MMm<sup>3</sup>oe.

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

Campos (18)	2T/18		3T/18		Δ% 3T/18 ÷ 2T/18
	Mm <sup>3</sup> oe	Mboed	Mm <sup>3</sup> oe	Mboed	
Albacora	580,00	40,53	229,33	16,03	-60,46%
Albacora Leste	453,90	31,72	542,72	37,93	19,57%
Baleia Azul	565,03	39,49	553,74	38,70	-2,00%
Baleia Franca	622,07	43,47	674,95	47,17	8,50%
Barracuda	960,97	67,16	1.040,44	72,71	8,27%
Baúna	479,16	33,49	409,52	28,62	-14,53%
Jubarte	3.190,14	222,95	2.963,84	207,13	-7,09%
Leste do Urucu	304,19	21,26	324,36	22,67	6,63%
Lula	14.753,70	1031,09	14.135,98	987,92	-4,19%
Manati	414,33	28,96	451,41	31,55	8,95%
Marlim	2.040,19	142,58	1.917,74	134,02	-6,00%
Marlim Leste	1.088,41	76,07	1.169,17	81,71	7,42%
Marlim Sul	2.526,79	176,59	2.409,97	168,43	-4,62%
Mexilhão	611,50	42,74	276,69	19,34	-54,75%
Peregrino	943,97	65,97	1.003,07	70,10	6,26%
Rio Urucu	405,77	28,36	469,61	32,82	15,73%
Roncador	3.568,82	249,41	3.009,32	210,31	-15,68%
Sapinhoá	3.847,51	268,89	4.168,68	291,34	8,35%
<b>TOTAL</b>	<b>37.356,45</b>	<b>2.610,72</b>	<b>35.750,56</b>	<b>2.498,49</b>	<b>-4,30%</b>

Dos 18 campos apurados, Albacora Leste e Rio Urucu foram os campos que tiveram aumentos significativos na produção (19,57% e 15,73%, respectivamente). O maior campo, Lula (39,54% do total produzido), diminuiu sua produção em 4,19%.

### 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/18 e 2T/18), é fixado nos termos da Resolução ANP nº 703, de 26/9/2017, considerando as características físico-químicas e comerciais das diversas correntes de petróleo vinculadas a cada campo.

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

Campos (18)	2T/18		3T/18		Δ% 3T/18 ÷ 2T/18
	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	
Albacora	1.470,8246	72,1040	1.677,4782	67,3872	14,05%
Albacora Leste	1.414,9586	69,3653	1.582,4107	63,5681	11,83%
Baleia Azul	1.582,9427	77,6003	1.764,3007	70,8750	11,46%
Baleia Franca	1.448,9287	71,0306	1.632,6574	65,5866	12,68%
Barracuda	1.487,6964	72,9311	1.672,3770	67,1822	12,41%
Bauna	1.608,7073	78,8634	1.785,4061	71,7228	10,98%
Jubarte	1.447,0751	70,9397	1.624,7798	65,2702	12,28%
Leste do Urucu	1.704,6965	83,5690	1.893,3425	76,0588	11,07%
Lula	1.571,2882	77,0290	1.756,4383	70,5591	11,78%
Manati	1.617,4133	79,2902	1.794,7600	72,0986	10,96%
Marlim	1.435,9962	70,3966	1.618,7949	65,0298	12,73%
Marlim Leste	1.464,7249	71,8050	1.652,1040	66,3678	12,79%
Marlim Sul	1.448,0362	70,9868	1.629,3236	65,4527	12,52%
Mexilhão	1.765,7843	86,5637	2.002,9445	80,4617	13,43%
Peregrino	1.367,5842	67,0428	1.540,4529	61,8826	12,64%
Rio Urucu	1.705,4229	83,6047	1.890,7700	75,9555	10,87%
Roncador	1.438,0044	70,4950	1.620,7120	65,1068	12,71%
Sapinhoá	1.559,9287	76,4721	1.738,6963	69,8464	11,46%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>1.522,0474</b>	<b>67,1265</b>	<b>1.702,3587</b>	<b>68,3867</b>	<b>11,85%</b>

O Pref<sub>óleo</sub> nos respectivos meses, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <http://www.anp.gov.br/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/18 e 2T/18), é fixado nos termos do Decreto nº 2.705/98 e da Resolução ANP nº 40, de 14/12/2009, considerando as frações volumétricas do gás natural processado.

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

Campos (18)	2T/18		3T/18		Δ% 3T/18 ÷ 2T/18
	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/MMbtu	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/MMbtu	
Albacora	0,8219	6,7943	0,9675	6,5537	-100,00%
Albacora Leste	0,6501	5,3741	0,7986	5,4095	22,84%
Baleia Azul	0,7710	6,3737	0,8988	6,0887	16,58%
Baleia Franca	0,9590	7,9277	1,0361	7,0187	8,04%
Barracuda	1,1550	9,5478	1,1203	7,5890	-3,00%
Bauna	1,0717	8,8591	1,2970	8,7861	21,03%
Jubarte	0,9296	7,6843	0,9488	6,4273	2,07%
Leste do Urucu	0,8836	7,3047	0,9557	6,4738	8,15%
Lula	0,6391	5,2836	0,7619	5,1612	19,21%
Manati	0,5538	4,5776	0,5726	3,8787	3,40%
Marlim	0,6221	5,1424	0,7197	4,8750	15,69%
Marlim Leste	0,9097	7,5199	1,1162	7,5612	22,70%
Marlim Sul	0,8102	6,6975	0,9261	6,2731	14,30%
Mexilhão	0,4533	3,7472	0,5217	3,5343	15,10%
Peregrino	2,1273	17,5857	2,5084	16,9918	17,91%
Rio Urucu	0,7647	6,3212	0,7907	5,3562	3,40%
Roncador	0,7264	6,0052	0,7094	4,8053	-2,35%
Sapinhoá	0,4345	3,5916	0,5028	3,4060	15,73%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>0,7358</b>	<b>5,4721</b>	<b>0,8374</b>	<b>5,6724</b>	<b>13,80%</b>

O Pref<sub>gás</sub> nos respectivos meses, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

#### 4. Alíquota efetiva por campo

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

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

<b>Campos (18)</b>	<b>2T/18</b>	<b>3T/18</b>	<b><math>\Delta\%</math> relativa <math>3T/18 \div 2T/18</math></b>
Albacora	2,24%	0,00%	-100,00%
Albacora Leste	0,09%	1,71%	1887,69%
Baleia Azul	2,04%	1,87%	-7,98%
Baleia Franca	2,77%	3,33%	20,49%
Barracuda	5,95%	7,02%	18,03%
Bauna	3,74%	2,67%	-28,48%
Jubarte	25,19%	24,06%	-4,49%
Leste do Urucu	5,07%	5,38%	6,05%
Lula	36,80%	36,66%	-0,38%
Manati	2,76%	3,35%	21,56%
Marlim	17,35%	16,23%	-6,49%
Marlim Leste	7,60%	8,45%	11,28%
Marlim Sul	21,30%	20,39%	-4,26%
Mexilhão	2,64%	0,00%	-100,00%
Peregrino	8,88%	9,54%	7,47%
Rio Urucu	6,30%	6,81%	7,97%
Roncador	26,76%	24,30%	-9,20%
Sapinhoá	27,72%	28,67%	3,41%

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 18 campos apurados, o campo de Albacora Leste teve um aumento de 1887,69%. Os campos de Manati, Baleia Franca, Barracuda e Marlim Leste tiveram aumento significativo na alíquota (21,56%, 20,49%, 18,03% e 11,28%, respectivamente). O campo de Lula, sobre o qual incide a maior  $AL_{ef}$  (36,66%), teve uma leve queda em relação à alíquota do trimestre anterior (- 0,38%).

## 5. Arrecadação por campo

No 3T/18, foram arrecadados R\$ 8.879.287.522,14 em PE, conforme apresentado na Tabela 5, aumento de 7,45% em relação ao trimestre anterior (2T/18).

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

<b>Campos (18)</b>	<b>2T/18</b>	<b>3T/18</b>	<b><math>\Delta\%</math> relativa <math>3T/18 \div 2T/18</math></b>
Albacora	2.452.995,20	0,00	-100,00%
Albacora Leste	113.263,04	5.518.296,50	4772,11%
Baleia Azul	10.657.628,38	11.662.994,76	9,43%
Baleia Franca	15.495.335,94	24.293.179,14	56,78%
Barracuda	42.056.936,96	53.750.444,60	27,80%
Baúna	18.972.403,58	12.188.713,48	-35,76%
Jubarte	703.042.568,89	679.955.585,52	-3,28%
Leste do Urucu	12.450.453,22	15.488.917,28	24,40%
Lula	5.252.202.993,67	5.734.317.988,19	9,18%
Manati	3.187.036,00	5.060.894,88	58,80%
Marlim	202.311.730,18	177.431.186,52	-12,30%
Marlim Leste	35.298.025,68	60.241.632,16	70,67%
Marlim Sul	325.496.715,30	344.928.839,88	5,97%
Mexilhão	3.118.439,36	0,00	-100,00%
Peregrino	40.507.727,41	58.767.107,69	45,08%
Rio Urucu	16.552.897,48	21.791.046,58	31,64%
Roncador	571.234.973,62	385.110.582,48	-32,58%
Sapinhoá	1.008.757.635,21	1.288.780.112,48	27,76%
<b>TOTAL</b>	<b>8.263.909.759,12</b>	<b>8.879.287.522,14</b>	<b>7,45%</b>



O aumento da receita bruta, por conta do aumento nos preços de referência do petróleo e gás natural, nos principais campos alavancou a receita líquida, sobre a qual incide a alíquota, gerando a arrecadação recorde de PE.

Os campos no pré-sal de Lula (R\$ 5,7 bilhões) e Sapinhoá (R\$ 1,2 bilhão), além do campo de Jubarte (R\$ 679 milhões) que tem a produção no pré-sal superior ao pós-sal, representaram 86,75% da arrecadação.

Destacaram-se também os campos no pós-sal de Roncador (R\$ 385 milhões), Marlim Sul (R\$ 344 milhões) e Marlim (R\$ 177 milhões), que contribuíram com 10,22% da arrecadação.

Os campos de Albacora e Mexilhão não arrecadaram PE no 3T/18, em virtude de a produção ter sido insuficiente para gerar alíquota (isento).

## 6. Depósitos judiciais

No 3T/18, como pode ser observado na Tabela 6, há passivo acumulado de R\$ 891.553.451,38 referente a depósitos judiciais de PE.

O Campo de Baúna arrecadou R\$ 12.188.713,48 em PE no 3T/18. Entretanto, em virtude de medida liminar concedida pela Justiça Federal ao concessionário (unificação dos campos de Baúna e Piracaba), o valor foi depositado em juízo, elevando o passivo acumulado de depósitos judiciais neste campo para cerca de R\$ 262 milhões.

Para o campo de Lula não houve depósito em juízo neste trimestre. Contudo, o passivo de depósitos judiciais referentes a este campo totaliza cerca de R\$ 630 milhões.

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

Campos (2)	3T/18	Acumulado
Baúna	12.188.713,48	261.772.998,96
Lula		629.780.452,42
<b>TOTAL</b>	<b>12.188.713,48</b>	<b>891.553.451,38</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, utilizados no cálculo para distribuição dos valores aos beneficiários.

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

Campos (16)	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Albacora	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	64,98%
			Carapebus - RJ	3,15%
			Quissamã - RJ	31,87%
Albacora Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	69,43%
			Quissamã - RJ	30,57%
Baleia Azul	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim-ES	24,27%
			Marataízes-ES	55,70%
			Presidente Kennedy-ES	20,03%
Baleia Franca	Espírito Santo	100,00%	Presidente Kennedy – ES	50,00%
			Itapemirim - ES	50,00%
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%
Jubarte	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim - ES	44,55%
			Marataízes - ES	6,39%
			Presidente Kennedy - ES	49,05%
Lula	Rio de Janeiro	100,00%	Rio de Janeiro - RJ	7,99%
			Niterói – RJ	43,08%
			Maricá - RJ	48,93%
Manati	Bahia	100,00%	Cairu - BA	100,00%
Marlim	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Macaé – RJ	20,40%
			Rio das Ostras - RJ	29,60%
Marlim Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	1,27%
			Carapebus - RJ	1,63%
			Macaé – RJ	20,66%
			Rio das Ostras – RJ	26,44%

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

Campos (16)	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
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%
Mexilhão	São Paulo	100,00%	Ubatuba - SP	8,46%
			Caraguatatuba - SP	26,28%
			Ilhabela - SP	15,26%
			Peruibe - SP	15,40%
			Iguape – SP	34,60%
Peregrino	Rio de Janeiro	100,00%	Macaé – RJ	0,70%
			Rio das Ostras - RJ	5,46%
			Casimiro de Abreu - RJ	5,86%
			Cabo Frio - RJ	30,85%
			Armação dos Búzios - RJ	9,92%
			Arraial do Cabo-RJ	6,66%
			Parati-RJ	40,54%
Roncador	Espirito 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	100,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	Rio de Janeiro - RJ	100,00%

## 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 3T/18. 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 (2)	Estado	% Rateio	Municípios	% Rateio
Rio Urucu	Amazonas	94,17%	Coari-AM	100,00%
		5,83%	Tefé-AM	
Leste do Urucu	Amazonas	100%	Coari-AM	100,00%

## **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.

Do total da PE paga no 3T/18, R\$ 8.879.287.522,14, o valor da distribuição, excluindo-se o depósito judicial sobre o campo de Baúna, foi de R\$ 8.867.098.808,66.

Excepcionalmente, para o 3T/2018, o valor distribuído para Estados e Municípios foi feito em duas remessas. Na Primeira, em 14/11/2018, foram distribuídos R\$ 3.003.524.714,50, valor equivalente a 67,75% do valor arrecado. A segunda remessa foi distribuída em 27/11/2018 no valor remanescente de R\$ 1.430.024.698,83. Tal fato ocorreu devido a dotação orçamentária disponível informada pelo MME e aprovação do Projeto de Lei PLN nº 28/2018 que disponibilizou dotação orçamentária suplementar.

No 3T/18, como pode ser observado na Tabela 9, além dos recursos destinados à União (MME, MMA e Fundo Social), constam no rol de beneficiários da PE 5 estados e 21 municípios.

Ao Fundo Social foram destinados 42,59% da PE, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime de concessão.

Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 30,54% da PE, por conta de sua confrontação com campos localizados nas bacias de Campos e Santos no pós e pré-sal.

Em relação aos municípios, destacam-se Maricá/RJ (3,16%), Niterói/RJ (2,79%) e Ilhabela/SP (1,45%) como os maiores destinatários de PE, em função da confrontação com os campos de Lula e Sapinhoá.

**Tabela 9:** Beneficiários da PE.

<b>Beneficiários</b>	<b>2T/18</b>	<b>3T/18</b>	<b><math>\Delta\% = 3T/18 \div 2T/18</math></b>
MMA	146.962.462,89	131.426.452,06	-10,57%
MME	587.849.851,54	525.705.808,25	-10,57%
Fundo Social	3.387.656.363,33	3.776.417.144,02	11,48%
<b>UNIÃO</b>	<b>4.122.468.677,76</b>	<b>4.433.549.404,33</b>	<b>7,55%</b>
AM	11.601.340,28	14.911.985,54	28,54%
BA	1.274.814,40	2.024.357,95	58,80%
ES	322.233.800,52	306.964.422,86	-4,74%
RJ	2.558.832.792,61	2.708.344.323,56	5,84%
SP	404.032.194,39	514.594.433,55	27,36%
<b>ESTADOS (5)</b>	<b>3.297.974.942,20</b>	<b>3.546.839.523,46</b>	<b>7,55%</b>
Tefé-AM		910.674,42	-
Coari-AM	2.900.335,08	2.817.321,96	-2,86%
Cairu-BA	318.703,61	506.089,49	58,80%
Itapemirim-ES	32.357.159,92	31.792.816,49	-1,74%
Marataízes-ES	5.087.270,30	4.995.704,43	-1,80%
Presidente Kennedy-ES	43.114.019,91	39.952.584,80	-7,33%
Armação dos Búzios-RJ	1.838.593,23	2.105.538,54	14,52%
Arraial do Cabo-RJ	269.959,69	391.647,52	45,08%
Cabo Frio-RJ	10.760.435,95	11.970.979,18	11,25%
Campos dos Goytacazes-RJ	64.182.022,04	54.958.506,11	-14,37%
Carapebus-RJ	65.384,94	98.390,49	50,48%
Casimiro de Abreu-RJ	3.107.426,11	3.581.595,22	15,26%
Macaé-RJ	4.885.627,09	4.906.044,54	0,42%
Maricá-RJ	257.018.268,86	280.610.723,58	9,18%
Niterói-RJ	226.259.859,18	247.028.909,97	9,18%
Parati-RJ	1.642.337,19	2.382.641,87	45,08%
Quissamã-RJ	81.620,86	168.667,67	106,65%
Rio das Ostras-RJ	11.746.912,90	12.257.478,59	4,35%
Rio de Janeiro-RJ	42.121.730,19	46.021.568,13	9,26%
São João da Barra-RJ	15.728.019,94	10.603.389,49	-32,58%
Caraguatatuba-SP	81.967,24	0,00	-100,00%
Ilhabela-SP	100.743.790,48	128.648.608,38	27,70%
Iguape-SP	107.895,19	0,00	-100,00%
Peruipe-SP	48.026,77	0,00	-100,00%
Ubatuba-SP	26.368,89	0,00	-100,00%
<b>MUNICÍPIOS (25)</b>	<b>824.493.735,56</b>	<b>886.709.880,87</b>	<b>7,55%</b>
<b>BRASIL</b>	<b>8.244.937.355,52</b>	<b>8.867.098.808,66</b>	<b>7,55%</b>

**10. Distribuição complementar de PE**

Além da distribuição trimestral da PE no 3T/18, de R\$ 8.867.098.808,66, não houve distribuição complementar neste mesmo 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 que arrecadaram PE totalizou R\$ 54.660.825.012,78 no 3T/18, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 546.608.250,13.

**Tabela 10:** Arrecadação de PE para pesquisa e desenvolvimento.

Campos (16)	Arrecadação 3T/18 (R\$)	
	Receita Bruta ( $R_{brut}$ )	Pesquisa e Desenvolvimento (1% $R_{brut}$ )
Albacora Leste	816.073.460,37	8.160.734,60
Baleia Azul	867.526.408,58	8.675.264,09
Baleia Franca	990.045.869,91	9.900.458,70
Barracuda	1.651.232.395,36	16.512.323,95
Baúna	720.510.551,35	7.205.105,51
Jubarte	4.414.160.339,03	44.141.603,39
Leste do Urucu	452.194.956,45	4.521.949,56
Lula	22.887.528.866,99	228.875.288,67
Manati	287.105.648,54	2.871.056,49
Marlim	2.930.126.583,55	29.301.265,84
Marlim Leste	1.829.208.566,01	18.292.085,66
Marlim Sul	3.680.807.637,14	36.808.076,37
Peregrino	1.543.101.735,47	15.431.017,35
Rio Urucu	498.479.502,28	4.984.795,02
Roncador	4.442.457.906,27	44.424.579,06
Sapinhoá	6.650.264.585,48	66.502.645,85
<b>TOTAL</b>	<b>54.660.825.012,78</b>	<b>546.608.250,13</b>

## **12. Anexo: Demonstrativos da PE por campo**

Os demonstrativos de recolhimento de PE por campo, no 3T/18, em termos comparativos ao 2T/18, 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 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 Portaria ANP nº 58 de 05/04/2001.

## Anexo

Albacora		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	506,86	200,88	-60,37%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.470,82	1.677,48	14,05%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	58.042,44	22.583,28	-61,09%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,82	0,97	17,71%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	793,21	358,82	-54,76%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	683,77	670,60	-1,93%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	109,44	-311,78	-384,87%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,24%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>2,45</b>	<b>0,00</b>	<b>-100,00%</b>

Albacora Leste		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	406,66	491,82	20,94%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.414,96	1.582,41	11,83%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	44.248,45	47.343,85	7,00%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,65	0,80	22,84%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	604,18	816,07	35,07%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	472,40	493,08	4,38%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	131,77	323,00	145,11%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,09%	1,71%	1887,69%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,11</b>	<b>5,52</b>	<b>4772,11%</b>

Baleia Azul		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	451,57	444,62	-1,54%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.582,94	1.764,30	11,46%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	94.748,12	92.434,47	-2,44%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,77	0,90	16,58%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	787,86	867,53	10,11%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	264,36	245,00	-7,32%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	523,49	622,53	18,92%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,04%	1,87%	-7,98%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>10,66</b>	<b>11,66</b>	<b>9,43%</b>



**Anexo (continuação)**

<b>Baleia Franca</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	481,12	532,75	10,73%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.448,93	1.632,66	12,68%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	108.068,21	116.061,02	7,40%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,96	1,04	8,04%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	800,74	990,05	23,64%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	240,56	261,13	8,55%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	560,19	728,91	30,12%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,77%	3,33%	20,49%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>15,50</b>	<b>24,29</b>	<b>56,78%</b>

<b>Barracuda</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	849,22	933,70	9,95%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.487,70	1.672,38	12,41%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	79.725,38	80.093,47	0,46%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,15	1,12	-3,00%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.355,46	1.651,23	21,82%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	648,83	886,08	36,57%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	706,63	765,16	8,28%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,95%	7,02%	18,03%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>42,06</b>	<b>53,75</b>	<b>27,80%</b>

<b>Baúna</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	464,97	396,13	-14,81%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.608,71	1.785,41	10,98%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	10.836,03	10.228,35	-5,61%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,07	1,30	21,03%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	759,62	720,51	-5,15%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	252,20	264,74	4,97%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	507,41	455,77	-10,18%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,74%	2,67%	-28,48%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>18,97</b>	<b>12,19</b>	<b>-35,76%</b>

## Anexo (continuação)

Jubarte		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.678,00	2.487,27	-7,12%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.447,08	1.624,78	12,28%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	406.961,08	393.010,14	-3,43%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,93	0,95	2,07%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.253,56	4.414,16	3,78%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.462,47	1.587,82	8,57%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.791,10	2.826,34	1,26%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	25,19%	24,06%	-4,49%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>703,04</b>	<b>679,96</b>	<b>-3,28%</b>

Leste do Urucu		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	149,73	138,71	-7,35%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.704,70	1.893,34	11,07%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	167.548,31	198.353,42	18,39%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,88	0,96	8,15%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	403,29	452,19	12,13%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	157,66	164,06	4,06%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	245,63	288,14	17,31%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,07%	5,38%	6,05%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>12,45</b>	<b>15,49</b>	<b>24,40%</b>

Lula		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	12.563,79	12.344,25	-1,75%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.571,29	1.756,44	11,78%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.959.889,21	1.582.384,86	-19,26%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,64	0,76	19,21%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	20.993,99	22.887,53	9,02%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	6.720,70	7.244,55	7,79%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	14.273,29	15.642,97	9,60%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,80%	36,66%	-0,38%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>5.252,20</b>	<b>5.734,32</b>	<b>9,18%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Manati</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	5,86	6,46	10,23%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.617,41	1.794,76	10,96%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	442.541,15	481.177,51	8,73%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,55	0,57	3,40%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	254,53	287,11	12,80%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	139,04	136,22	-2,02%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	115,50	150,88	30,64%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,76%	3,35%	21,56%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>3,19</b>	<b>5,06</b>	<b>58,80%</b>

<b>Marlim</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.861,12	1.742,45	-6,38%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.436,00	1.618,79	12,73%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	159.669,64	152.095,98	-4,74%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,62	0,72	15,69%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.771,88	2.930,13	5,71%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.606,13	1.836,76	14,36%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.165,75	1.093,37	-6,21%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	17,35%	16,23%	-6,49%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>202,31</b>	<b>177,43</b>	<b>-12,30%</b>

<b>Marlim Leste</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	961,07	1.045,68	8,80%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.464,72	1.652,10	12,79%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	97.635,84	91.061,14	-6,73%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,91	1,12	22,70%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.496,52	1.829,21	22,23%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.031,86	1.116,58	8,21%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	464,66	712,63	53,37%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,60%	8,45%	11,28%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>35,30</b>	<b>60,24</b>	<b>70,67%</b>

## Anexo (continuação)

<b>Marlim Sul</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.189,64	2.105,74	-3,83%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.448,04	1.629,32	12,52%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	280.989,38	269.835,60	-3,97%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,81	0,93	14,30%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.398,34	3.680,81	8,31%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.870,21	1.989,48	6,38%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.528,12	1.691,33	10,68%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	21,30%	20,39%	-4,26%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>325,50</b>	<b>344,93</b>	<b>5,97%</b>

<b>Mexilhão</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	65,12	276,69	324,92%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.765,78	218,58	-87,62%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	547.749,56	269.693,90	-50,76%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,45	0,56	23,33%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	363,27	189,41	-47,86%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	245,19	887,78	262,08%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	118,08	-27,34	-123,16%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,64%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>3,12</b>	<b>0,00</b>	<b>-100,00%</b>

<b>Peregrino</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	925,96	984,37	6,31%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.367,58	1.540,45	12,64%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	10.281,46	10.656,96	3,65%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2,13	2,51	17,91%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.288,19	1.543,10	19,79%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	831,86	926,59	11,39%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	456,33	616,51	35,10%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	8,88%	9,54%	7,47%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>40,51</b>	<b>58,82</b>	<b>45,19%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Rio Urucu</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	120,04	118,67	-1,15%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.705,42	1.890,77	10,87%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	291.392,31	346.672,09	18,97%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,76	0,79	3,40%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	427,54	498,48	16,59%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	164,93	178,30	8,10%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	262,61	320,18	21,92%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,30%	6,81%	7,97%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>16,55</b>	<b>21,79</b>	<b>31,64%</b>

<b>Roncador</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	3.037,36	2.577,05	-15,16%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.438,00	1.620,71	12,71%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	460.494,74	374.711,61	-18,63%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,73	0,71	-2,35%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.702,26	4.442,46	-5,53%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.567,63	2.857,56	11,29%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.134,63	1.584,90	-25,75%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	26,76%	24,30%	-9,20%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>571,23</b>	<b>385,11</b>	<b>-32,58%</b>

<b>Sapinhoá</b>		2T/18	3T/18	$\Delta\%$ 3T/18 ÷ 2T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	3.358,68	3.714,75	10,60%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.559,93	1.738,70	11,46%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	410.004,27	380.732,55	-7,14%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,43	0,50	15,73%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	5.417,44	6.650,26	22,76%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.778,25	2.154,33	21,15%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	3.639,19	4.495,93	23,54%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	27,72%	28,67%	3,41%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>1.008,76</b>	<b>1.288,78</b>	<b>27,76%</b>