

Relatório Trimestral de Participação Especial (PE)

2º Trimestre de 2018 (2T/18)



Superintendência de Participações Governamentais (SPG)

20/Agosto/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	8
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	16
12. Anexo: Demonstrativo da PE por campo	17

LISTA DE ABREVIATURAS

bbbl: barril

boed: barril de óleo equivalente dia

btu: british thermal unit

m³: metros cúbicos

m³oe: 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 m³);

$V_{g\acute{a}s}$: produção de gás natural (em m³);

$Pref_{\acute{o}leo}$: preço de referência do petróleo (em R\$/m³);

$Pref_{g\acute{a}s}$: preço de referência do gás natural (em R\$/m³);

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 2º trimestre de 2018 (2T/18), a PE paga pelos concessionários totalizou R\$ 8.263.909.759,12 (oito bilhões, duzentos e sessenta e três milhões, novecentos e nove mil, setecentos e cinquenta e nove reais e doze centavos).

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 2T/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 2T/18, apresentada na Tabela 1, reduziu 0,91% em relação ao 1T/18, totalizando 37,5 MMm³oe.

Tabela 1: produção nos campos passíveis de pagamento de PE.

Campos (19)	1T/18		2T/18		$\Delta\%$ 2T/18 \div 1T/18
	Mm ³ oe	Mboed	Mm ³ oe	Mboed	
Albacora	689,07	48,16	580,00	40,53	-15,83%
Albacora Leste	650,69	45,47	453,90	31,72	-30,24%
Baleia Azul	618,07	43,20	565,03	39,49	-8,58%
Baleia Franca	670,20	46,84	622,07	43,47	-7,18%
Barracuda	892,99	62,41	960,97	67,16	7,61%
Baúna	465,93	32,56	479,16	33,49	2,84%
Canto do Amaro	156,86	10,96	149,20	10,43	-4,88%
Jubarte	3.089,14	215,89	3.190,14	222,95	3,27%
Leste do Urucu	266,65	18,64	304,19	21,26	14,08%
Lula	14.056,66	982,37	14.753,70	1031,09	4,96%
Manati	391,41	27,35	414,33	28,96	5,86%
Marlim	2.219,39	155,11	2.040,19	142,58	-8,07%
Marlim Leste	1.187,28	82,97	1.088,41	76,07	-8,33%
Marlim Sul	2.598,08	181,57	2.526,79	176,59	-2,74%
Mexilhão	714,85	49,96	611,50	42,74	-14,46%
Peregrino	842,68	58,89	943,97	65,97	12,02%
Rio Urucu	406,43	28,40	405,77	28,36	-0,16%
Roncador	3.690,83	257,94	3.568,82	249,41	-3,31%
Sapinhoá	4.241,32	296,41	3.847,51	268,89	-9,29%
TOTAL	37.848,54	2.645,11	37.505,65	2.621,15	-0,91%

Dos 19 campos apurados, Leste do Urucu e Peregrino foram os campos que tiveram aumentos significativos na produção (14,08% e 12,02%, respectivamente). O maior campo, Lula (39,34% do total produzido), aumentou sua produção em 4,96%.

3. Preço médio de referência por campo

3.1. Preço de referência do petróleo (Pref_{óleo})

O Pref_{óleo} médio por campo, apresentado na Tabela 2 (2T/18 e 1T/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_{óleo}).

Campos (19)	1T/18		2T/18		Δ% 2T/18 ÷ 1T/18
	R\$/m ³	US\$/bbl	R\$/m ³	US\$/bbl	
Albacora	1.180,0657	57,7836	1.470,8246	72,1040	24,64%
Albacora Leste	1.124,0693	55,0417	1.414,9586	69,3653	25,88%
Baleia Azul	1.278,9185	62,6241	1.582,9427	77,6003	23,77%
Baleia Franca	1.169,2956	57,2563	1.448,9287	71,0306	23,91%
Barracuda	1.192,8172	58,4080	1.487,6964	72,9311	24,72%
Bauna	1.300,2946	63,6708	1.608,7073	78,8634	23,72%
Canto do Amaro	1.173,7385	57,4738	1.470,5750	72,0917	25,29%
Jubarte	1.165,1750	57,0545	1.447,0751	70,9397	24,19%
Leste do Urucu	1.373,7179	67,2661	1.704,6965	83,5690	24,09%
Lula	1.267,9995	62,0894	1.571,2882	77,0290	23,92%
Manati	1.302,2501	63,7666	1.617,4133	79,2902	24,20%
Marlim	1.156,5910	56,6342	1.435,9962	70,3966	24,16%
Marlim Leste	1.181,7415	57,8657	1.464,7249	71,8050	23,95%
Marlim Sul	1.164,6984	57,0312	1.448,0362	70,9868	24,33%
Mexilhão	1.434,2040	70,2279	1.765,7843	86,5637	23,12%
Peregrino	1.096,7518	53,7041	1.367,5842	67,0428	24,69%
Rio Urucu	1.374,4861	67,3037	1.705,4229	83,6047	24,08%
Roncador	1.157,6736	56,6872	1.438,0044	70,4950	24,22%
Sapinhoá	1.249,6706	61,1919	1.559,9287	76,4721	24,83%
MÉDIA PONDERADA	1.224,6220	59,9654	1.521,8426	74,6050	24,27%

O Pref_{óleo} 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_{gás})

O Pref_{gás} médio por campo, apresentado na Tabela 3 (2T/18 e 1T/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_{gás}).

Campos (19)	1T/18		2T/18		Δ% 2T/18 ÷ 1T/18
	R\$/m ³	US\$/MMbtu	R\$/m ³	US\$/MMbtu	
Albacora	0,7380	6,0934	0,8219	6,7943	11,37%
Albacora Leste	0,4630	3,8230	0,6501	5,3741	40,41%
Baleia Azul	0,7418	6,1254	0,7710	6,3737	3,93%
Baleia Franca	0,8493	7,0124	0,9590	7,9277	12,92%
Barracuda	0,9296	7,6762	1,1550	9,5478	24,24%
Bauna	0,9405	7,7662	1,0717	8,8591	13,94%
Canto do Amaro	0,8683	7,1697	1,0299	8,5140	18,61%
Jubarte	0,7200	5,9453	0,9296	7,6843	29,10%
Leste do Urucu	0,7886	6,5114	0,8836	7,3047	12,05%
Lula	0,5871	4,8481	0,6391	5,2836	8,86%
Manati	0,5470	4,5165	0,5538	4,5776	1,24%
Marlim	0,5711	4,7160	0,6221	5,1424	8,92%
Marlim Leste	0,8071	6,6644	0,9097	7,5199	12,71%
Marlim Sul	0,5911	4,8811	0,8102	6,6975	37,06%
Mexilhão	0,4341	3,5847	0,4533	3,7472	4,41%
Peregrino	1,8073	14,9232	2,1273	17,5857	17,71%
Rio Urucu	0,7322	6,0459	0,7647	6,3212	4,43%
Roncador	0,5995	4,9499	0,7264	6,0052	21,18%
Sapinhoá	0,3885	3,2081	0,4345	3,5916	11,82%
MÉDIA PONDERADA	0,6314	5,2134	0,7370	6,0923	16,72%

O Pref_{gás} 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}).

Campos (19)	1T/18	2T/18	$\Delta\%$ relativa 2T/18 – 1T/18
Albacora	3,47%	2,24%	-35,40%
Albacora Leste	3,08%	0,09%	-97,21%
Baleia Azul	2,72%	2,04%	-25,13%
Baleia Franca	3,29%	2,77%	-15,81%
Barracuda	4,96%	5,95%	19,98%
Bauna	3,56%	3,74%	4,99%
Canto do Amaro	0,44%	0,00%	-100,00%
Jubarte	24,70%	25,19%	1,96%
Leste do Urucu	4,37%	5,07%	15,87%
Lula	36,64%	36,80%	0,43%
Manati	2,34%	2,76%	18,15%
Marlim	18,78%	17,35%	-7,59%
Marlim Leste	8,63%	7,60%	-11,97%
Marlim Sul	21,81%	21,30%	-2,35%
Mexilhão	3,70%	2,64%	-28,72%
Peregrino	7,54%	8,88%	17,73%
Rio Urucu	6,31%	6,30%	-0,10%
Roncador	27,20%	26,76%	-1,61%
Sapinhoá	28,86%	27,72%	-3,95%

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, os campos de Barracuda, Manati, Peregrino e Leste do Urucu tiveram aumento significativo na alíquota (19,98%, 18,15%, 17,73% e 15,87%,

respectivamente). O campo de Lula, sobre o qual incide a maior AL_{ef} (36,8%), teve leve aumento em relação a alíquota do trimestre anterior (+ 0,16%).

5. Arrecadação por campo

No 2T/18, foram arrecadados R\$ 8.263.909.759,12 em PE, conforme apresentado na Tabela 5, aumento de 27,43% em relação ao trimestre anterior (1T/18).

Tabela 5: Arrecadação de PE (R\$).

Campos (19)	1T/18	2T/18	$\Delta\%$ relativa 2T/18 – 1T/18
Albacora	8.226.892,82	2.452.995,20	-70,18%
Albacora Leste	8.168.624,18	113.263,04	-98,61%
Baleia Azul	10.297.971,86	10.657.628,38	3,49%
Baleia Franca	16.633.444,62	15.495.335,94	-6,84%
Barracuda	20.697.416,82	42.056.936,96	103,20%
Baúna	13.099.592,38	18.972.403,58	44,83%
Canto do Amaro	0,00	0,00	-
Jubarte	519.271.558,26	703.042.568,89	35,39%
Leste do Urucu	7.420.039,74	12.450.453,22	67,79%
Lula	4.005.019.282,69	5.252.202.993,67	31,14%
Manati	3.110.984,66	3.187.036,00	2,44%
Marlim	200.977.868,32	202.311.730,18	0,66%
Marlim Leste	26.123.286,44	35.298.025,68	35,12%
Marlim Sul	259.842.136,56	325.496.715,30	25,27%
Mexilhão	5.116.526,04	3.118.439,36	-39,05%
Peregrino	18.510.176,78	40.507.727,41	118,84%
Rio Urucu	13.948.283,24	16.552.897,48	18,67%
Roncador	464.144.815,46	571.234.973,62	23,07%
Sapinhoá	884.217.930,22	1.008.757.635,21	14,08%
TOTAL	6.484.826.831,11	8.263.909.759,12	27,43%

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\$ 5,3 bilhões) e Sapinhoá (R\$ 1 bilhão), além do campo de Jubarte (R\$ 703 milhões) que tem a produção no pré-sal superior ao pós-sal, representaram 84,27% da arrecadação.

Destacaram-se também os campos no pós-sal de Roncador (R\$ 571 milhões), Marlim Sul (R\$ 325 milhões) e Marlim (R\$ 202 milhões), que contribuíram com 13,30% da arrecadação.

O campo de Canto do Amaro não arrecadou PE no 2T/18, em virtude de a produção ter sido insuficiente para gerar alíquota (isento). Contudo, cumpre destacar que neste trimestre a base de receitas líquidas negativas acumuladas foi zerada, gerando novamente receita líquida positiva para este campo.

6. Depósitos judiciais

No 2T/18, como pode ser observado na Tabela 6, há passivo acumulado de R\$ 879.364.737,90 milhões, referente a depósitos judiciais de PE.

O Campo de Baúna arrecadou R\$ 18.972.403,58 milhões em PE no 2T/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\$ 250 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)	2T/18	Acumulado
Baúna	18.972.403,58	249.584.285,48
Lula	0,00	629.780.452,42
TOTAL	18.972.403,58	879.364.737,90

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%
Bauna	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 2T/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
Leste do Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	100,00%
Rio Urucu	Amazonas	100,00%	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) 40% ao Ministério de Minas e Energia (MME); ii) 10% ao Ministério do Meio Ambiente (MMA); iii) 40% a estados; e iv) 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 2T/18, R\$ 8.263.909.759,12, foram distribuídos R\$ 8.244.937.355,52 (exclui depósito judicial sobre o campo de Baúna), aos beneficiários legais em 10/08/2018.

No 2T/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 24 municípios.

Ao Fundo Social foram destinados 41% da PE, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime de concessão.

Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 31% 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 (3,1%), Niterói/RJ (2,7%) e Ilhabela/SP (1,2%) como os maiores destinatários de PE, em função da confrontação com os campos de Lula e Sapinhoá.

Tabela 9: Beneficiários da PE.

Beneficiários	1T/18	2T/18	Δ% 2T/18 ÷ 1T/18
MMA	120.050.512,57	146.962.462,89	22,42%
MME	480.202.050,25	587.849.851,54	22,42%
Fundo Social	2.635.611.056,53	3.387.656.363,33	28,53%
UNIÃO	3.235.863.619,35	4.122.468.677,76	27,40%
AM	8.547.329,19	11.601.340,28	35,73%
BA	1.244.393,87	1.274.814,40	2,44%
ES	243.308.481,73	322.233.800,52	32,44%
RJ	1.980.486.471,36	2.558.832.792,61	29,20%
SP	355.104.219,34	404.032.194,39	13,78%
ESTADOS (5)	2.588.690.895,49	3.297.974.942,20	27,40%
Coari-AM	2.136.832,30	2.900.335,08	35,73%
Cairu-BA	311.098,46	318.703,61	2,44%
Itapemirim-ES	24.217.494,22	32.357.159,92	33,61%
Marataízes-ES	3.892.628,14	5.087.270,30	30,69%
Presidente Kennedy-ES	32.716.998,04	43.114.019,91	31,78%
Armação dos Búzios-RJ	1.330.542,18	1.838.593,23	38,18%
Arraial do Cabo-RJ	123.359,23	269.959,69	118,84%
Cabo Frio-RJ	8.051.984,58	10.760.435,95	33,64%
Campos dos Goytacazes-RJ	53.912.033,69	64.182.022,04	19,05%
Carapebus-RJ	68.604,45	65.384,94	-4,69%
Casimiro de Abreu-RJ	2.163.039,62	3.107.426,11	43,66%
Macaé-RJ	4.653.495,07	4.885.627,09	4,99%
Maricá-RJ	195.986.926,64	257.018.268,86	31,14%
Niterói-RJ	172.532.383,08	226.259.859,18	31,14%
Parati-RJ	750.472,90	1.642.337,19	118,84%
Quissamã-RJ	511.806,08	81.620,86	-84,05%
Rio das Ostras-RJ	10.117.493,27	11.746.912,90	16,10%
Rio de Janeiro-RJ	32.140.009,35	42.121.730,19	31,06%
São João da Barra-RJ	12.779.467,73	15.728.019,94	23,07%
Caraguatatuba-SP	134.486,35	81.967,24	-39,05%
Ilhabela-SP	88.342.477,86	100.743.790,48	14,04%
Iguape-SP	177.027,19	107.895,19	-39,05%
Peruibe-SP	78.799,11	48.026,77	-39,05%
Ubatuba-SP	43.264,33	26.368,89	-39,05%
MUNICÍPIOS (24)	647.172.723,87	824.493.735,56	27,40%
BRASIL	6.471.727.238,71	8.244.937.355,52	27,40%

10. Distribuição complementar de PE

Como pode ser observado na Tabela 10, além da distribuição trimestral da PE no 2T/18, de R\$ 8.244.937.355,52, houve distribuição complementar neste mesmo trimestre, beneficiando 5 estados e 13 municípios, decorrente de auditorias da ANP, referente à adesão, por concessionário, ao Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD), refletida na arrecadação dos campos de Albacora, Cherne, Espadarte, Marlim, Marlim Sul, Namorado, Pampo e Roncador, totalizando aporte adicional de R\$ 70.785.193,44, nos termos do Relatório de Acertos nº 139, e também na arrecadação dos campos de Leste Do Urucu, Rio Urucu, Miranga, Albacora, Barracuda, Caratinga, Espadarte, Marimbá, Marlim, Marlim Sul, Namorado e Roncador, totalizando aporte adicional de R\$ 1.591.517,54, nos termos do Relatório de Acertos nº 140.

Outra distribuição complementar neste mesmo trimestre é relativa à auditoria de produção de petróleo do campo de Barracuda no período de fevereiro e março de 2016, totalizando aporte adicional de R\$ 16.122,82, nos termos do Relatório de Acertos nº 141.

Todos os relatórios estão disponíveis em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>.

Tabela 10: Distribuição complementar de PE.

Beneficiários	2T/18
MMA	7.239.262,57
MME	28.957.050,34
Fundo Social	103,99
UNIÃO	36.196.416,90
AM	524.753,80
BA	102.797,85
ES	391.930,06
MA	9.000,05
RJ	27.928.651,77
ESTADOS (5)	28.957.133,53
Coari-AM	131.188,45
Pojuca-BA	25.699,46
Presidente Kennedy-ES	97.982,52
Armação dos Búzios-RJ	124.339,32
Arraial do Cabo-RJ	20,81
Cabo Frio-RJ	790.111,42
Campos dos Goytacazes-RJ	3.645.318,72
Carapebus-RJ	8.023,30
Casimiro de Abreu-RJ	178.226,49
Macaé-RJ	669.662,40
Quissamã-RJ	81.727,26
Rio das Ostras-RJ	1.285.243,23
São João da Barra-RJ	201.739,99
MUNICÍPIOS (13)	7.239.283,37
BRASIL	72.392.833,80

11. Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento

A Cláusula 24^a (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 11, a receita bruta dos 18 campos que arrecadaram PE totalizou R\$ 50.871.893.407,37 no 2T/18, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 508.718.934,07.

Tabela 11: Arrecadação de PE para pesquisa e desenvolvimento.

Campos (18)	Arrecadação 2T/18 (R\$)	
	Receita Bruta (R_{brut})	Pesquisa e Desenvolvimento (1% R_{brut})
Albacora	793.209.792,02	7.932.097,92
Albacora Leste	604.178.038,85	6.041.780,39
Baleia Azul	787.855.040,77	7.878.550,41
Baleia Franca	800.744.550,96	8.007.445,51
Barracuda	1.355.462.108,27	13.554.621,08
Baúna	759.617.717,07	7.596.177,17
Jubarte	4.253.563.713,85	42.535.637,14
Leste do Urucu	403.290.170,89	4.032.901,71
Lula	20.993.993.328,80	209.939.933,29
Manati	254.534.287,39	2.545.342,87
Marlim	2.771.884.022,41	27.718.840,22
Marlim Leste	1.496.519.599,62	14.965.196,00
Marlim Sul	3.398.339.775,93	33.983.397,76
Mexilhão	363.268.593,71	3.632.685,94
Peregrino	1.288.194.333,87	12.881.943,34
Rio Urucu	427.539.011,91	4.275.390,12
Roncador	4.702.263.525,24	47.022.635,25
Sapinhoá	5.417.435.795,81	54.174.357,96
TOTAL	50.871.893.407,37	508.718.934,07

12. Anexo: Demonstrativos da PE por campo

Os demonstrativos de recolhimento de PE por campo, no 2T/18, em termos comparativos ao 1T/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		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	613,28	506,86	-17,35%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.180,07	1.470,82	24,64%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	61.306,15	58.042,44	-5,32%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,74	0,82	11,37%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	768,95	793,21	3,15%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	531,83	683,77	28,57%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	237,12	109,44	-53,84%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,47%	2,24%	-35,40%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	8,23	2,45	-70,18%

Albacora Leste		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	580,47	406,66	-29,94%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.124,07	1.414,96	25,88%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	68.803,32	44.248,45	-35,69%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,46	0,65	40,41%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	684,35	604,18	-11,71%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	419,50	472,40	12,61%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	264,85	131,77	-50,25%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,08%	0,09%	-97,21%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	8,17	0,11	-98,61%

Baleia Azul		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	492,45	451,57	-8,30%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.278,92	1.582,94	23,77%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	104.036,57	94.748,12	-8,93%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,74	0,77	3,93%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	706,99	787,86	11,44%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	328,29	264,36	-19,47%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	378,70	523,49	38,24%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,72%	2,04%	-25,13%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	10,30	10,66	3,49%

Anexo (continuação)

Baleia Franca		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	516,94	481,12	-6,93%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.169,30	1.448,93	23,91%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	122.624,86	108.068,21	-11,87%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,85	0,96	12,92%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	708,60	800,74	13,00%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	202,35	240,56	18,88%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	506,25	560,19	10,65%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,29%	2,77%	-15,81%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	16,63	15,50	-6,84%

Barracuda		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	798,53	849,22	6,35%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.192,82	1.487,70	24,72%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	70.207,89	79.725,38	13,56%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,93	1,15	24,24%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.017,77	1.355,46	33,18%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	600,55	648,83	8,04%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	417,22	706,63	69,37%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,96%	5,95%	19,98%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	20,70	42,06	103,20%

Baúna		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	452,76	464,97	2,70%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.300,29	1.608,71	23,72%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	10.063,87	10.836,03	7,67%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,94	1,07	13,94%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	598,18	759,62	26,99%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	230,35	252,20	9,49%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	367,83	507,41	37,95%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,56%	3,74%	4,99%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	13,10	18,97	44,83%

Anexo (continuação)

Canto do Amaro		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	153,97	146,43	-4,90%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.173,74	1.470,57	25,29%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.178,11	2.160,70	-0,80%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,87	1,03	18,61%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	182,61	217,57	19,14%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	166,18	174,94	5,27%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-19,09	-2,65	-86,10%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-2,65	39,97	1606,32%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,44%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-

Jubarte		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.619,85	2.678,00	2,22%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.165,17	1.447,08	24,19%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	391.360,53	406.961,08	3,99%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,72	0,93	29,10%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.334,37	4.253,56	27,57%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.232,44	1.462,47	18,66%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.101,93	2.791,10	32,79%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	24,70%	25,19%	1,96%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	519,27	703,04	35,39%

Leste do Urucu		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	142,12	149,73	5,36%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.373,72	1.704,70	24,09%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	134.954,57	167.548,31	24,15%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,79	0,88	12,05%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	301,65	403,29	33,70%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	132,04	157,66	19,41%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	169,61	245,63	44,82%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,37%	5,07%	15,87%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	7,42	12,45	67,79%

Anexo (continuação)

Lula		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	12.035,77	12.563,79	4,39%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.268,00	1.571,29	23,92%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.803.752,26	1.959.889,21	8,66%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,59	0,64	8,86%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	16.320,42	20.993,99	28,64%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	5.389,27	6.720,70	24,71%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	10.931,15	14.273,29	30,57%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,64%	36,80%	0,43%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	4.005,02	5.252,20	31,14%

Manati		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	5,93	5,86	-1,23%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.302,25	1.617,41	24,20%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	417.802,91	442.541,15	5,92%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,55	0,55	1,24%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	236,26	254,53	7,73%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	103,05	139,04	34,92%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	133,21	115,50	-13,30%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,34%	2,76%	18,15%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	3,11	3,19	2,44%

Marlim		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.025,23	1.861,12	-8,10%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.156,59	1.436,00	24,16%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	175.710,69	159.669,64	-9,13%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,57	0,62	8,92%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.442,72	2.771,88	13,48%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.372,51	1.606,13	17,02%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.070,21	1.165,75	8,93%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	18,78%	17,35%	-7,59%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	200,98	202,31	0,66%

Anexo (continuação)

Marlim Leste		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.055,93	961,07	-8,98%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.181,74	1.464,72	23,95%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	103.362,86	97.635,84	-5,54%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,81	0,91	12,71%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.331,26	1.496,52	12,41%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.028,54	1.031,86	0,32%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	302,72	464,66	53,49%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	8,63%	7,60%	-11,97%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	26,12	35,30	35,12%

Marlim Sul		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.271,74	2.189,64	-3,61%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.164,70	1.448,04	24,33%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	291.988,43	280.989,38	-3,77%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,59	0,81	37,06%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.818,50	3.398,34	20,57%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.627,30	1.870,21	14,93%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.191,20	1.528,12	28,28%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	21,81%	21,30%	-2,35%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	259,84	325,50	25,27%

Mexilhão		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	77,71	65,12	-16,20%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.434,20	1.765,78	23,12%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	638.737,40	547.749,56	-14,24%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,43	0,45	4,41%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	388,75	363,27	-6,55%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	250,65	245,19	-2,18%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	138,10	118,08	-14,50%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,70%	2,64%	-28,72%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	5,12	3,12	-39,05%

Anexo (continuação)

Peregrino		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	826,25	925,96	12,07%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.096,75	1.367,58	24,69%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	9.360,67	10.281,46	9,84%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,81	2,13	17,71%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	923,11	1.288,19	39,55%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	677,61	831,86	22,76%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	245,50	456,33	85,88%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,54%	8,88%	17,73%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	18,51	40,51	118,84%

Rio Urucu		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	117,76	120,04	1,93%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.374,49	1.705,42	24,08%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	287.737,22	291.392,31	1,27%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,73	0,76	4,43%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	372,55	427,54	14,76%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	151,47	164,93	8,89%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	221,07	262,61	18,79%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,31%	6,30%	-0,10%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	13,95	16,55	18,67%

Roncador		1T/18	2T/18	$\Delta\%$ 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	3.157,74	3.037,36	-3,81%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.157,67	1.438,00	24,22%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	477.208,73	460.494,74	-3,50%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,60	0,73	21,18%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.941,71	4.702,26	19,30%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.235,16	2.567,63	14,87%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.706,54	2.134,63	25,09%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	27,20%	26,76%	-1,61%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	464,14	571,23	23,07%

Anexo (continuação)

Sapinhoá		1T/18	2T/18	Δ% 2T/18 ÷ 1T/18
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	3.725,45	3.358,68	-9,85%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.249,67	1.559,93	24,83%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	432.687,19	410.004,27	-5,24%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,39	0,43	11,82%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.823,70	5.417,44	12,31%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.759,84	1.778,25	1,05%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	3.063,86	3.639,19	18,78%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	28,86%	27,72%	-3,95%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	884,22	1.008,76	14,08%