

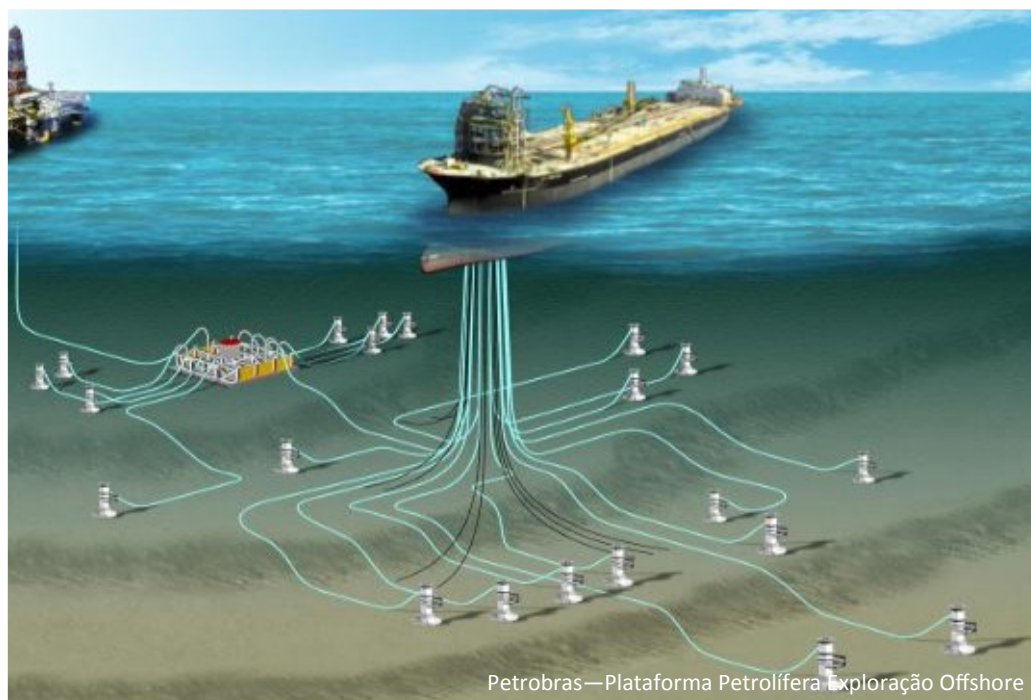


**MINISTÉRIO  
DE MINAS E  
ENERGIA**

# BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL — ANO 2014

DEPG@MME.GOV.BR

EDIÇÃO 2 - 2015



Petrobras—Plataforma Petrolífera Exploração Offshore

## SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	2
2 - RESERVAS PROVADAS.....	2
3 - EXPLORAÇÃO.....	3
3.1 - NOTIFICAÇÕES DE DESCOBERTA.....	3
3.2 - FATOS RELEVANTES.....	4
3.3 - DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE.....	5
3.4- SONDAS E POÇOS CONCLUÍDOS.....	6
3.4.1 - SONDAS.....	6
3.4.2 - POÇOS CONCLUÍDOS.....	6
4 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	6
4.1 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR EMPRESAS.....	8
4.2 - PETRÓLEO NO PRÉ-SAL.....	9
4.3 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NOS ESTADOS.....	9
5 - GÁS NATURAL.....	11
5.1 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR EMPRESAS.....	13
5.2 - GÁS NATURAL NO PRÉ-SAL.....	13
5.3 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NOS ESTADOS.....	14
6 - IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO.....	15
6.1 - PETRÓLEO.....	15
6.2 - GÁS NATURAL.....	15
7 - PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS.....	16
8 - LEGISLAÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	20

## NOTAS

- Em 2014 quatro novas plataformas entraram em operação: FPSO P-58 no Parque das Baleias, (em março) e FPSO P-62 no Campo de Roncador (em maio), ambas na Bacia de Campos; FPSO Cidade de Mangaratiba no Campo de Lula (Iracema Sul), na Bacia de Santos (em outubro) e FPSO Cidade de Ilhabela, no Campo de Sapihoá, na Bacia de Santos (em novembro).
- Em 2014, 82 novos poços, dos quais 57 produtores de petróleo e 25 injetores de gás ou água entraram em operação.
- A produção de petróleo e Líquido de Gás Natural (LGN) do Brasil, em 2014, somou 856.405.024,1 milhões de barris (valor equivalente a 136.157.265,57 m<sup>3</sup>).
- Da produção média diária de gás natural produzido em 2014 (87,38 milhões de m<sup>3</sup>), 48,30 milhões de m<sup>3</sup> foram disponibilizados ao mercado consumidor nacional.
- O Brasil importou da Bolívia, no ano de 2014, uma média diária de 32,83 milhões de m<sup>3</sup> de gás
- Ao final de 2014, a produção de petróleo no Brasil foi explorada a partir de 9.021 poços, sendo 841 marítimos e 8.180 terrestres.

Este **BOLETIM ANUAL** do DEPARTAMENTO DE POLÍTICA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL – DEPG, em sua 2ª edição, apresenta os dados estatísticos consolidados da exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil para o ano de 2014, e relaciona um resumo das principais informações da área de E&P nesse ano. Os gráficos e tabelas tiveram como principal fonte de informações a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. O Boletim está disponível para consulta e download no site [www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html](http://www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html)

## INTRODUÇÃO

Em 2014 a produção de petróleo e gás natural bateu sucessivos recordes. A entrada em operação de quatro novas plataformas incrementou a produção em mais de 29 milhões de barris nesse ano. O início das operações de 82 novos poços (57 produtores e 25 injetores de água e gás) impactou diretamente nessa elevação, com alguns deles produzindo

do mais de 30 mil barris/dia. O aumento da eficiência operacional das unidades produtoras e a alta produtividade dos poços explorados na área do Pré-sal, com vazões médias diárias em torno de 20 mil boe, foram fatores importantes nesse aumento e nos recordes de produção.

## RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

De 2004 a 2014, as reservas provadas nacionais de petróleo cresceram 44,6%, passando de 11,2 para 16,2 bilhões de barris. No mar, esse crescimento foi de 47,1% (de 10,4 para 15,3 bilhões de barris). Destaque para a elevação das reservas na Bacia de Santos (de 0,5 para 5,6 bilhões de barris), sendo as descobertas na área do polígono do Pré-sal as principais responsáveis por esse incremento. Em terra as reservas de petróleo decresceram 3,5% (de 0,86 para 0,83 bilhão de barris). A Bacia do Recôncavo, na sua parte terrestre, possuía em 2014 a maior reserva provada, com 0,2 bilhão de barris.

bilhões de m<sup>3</sup>) nas reservas provadas de gás natural quando comparadas ao ano de 2004.

As reservas provadas de petróleo em 2014 aumentaram 3,9% quando comparadas ao ano de 2013. Essa elevação foi devido à incorporação de volumes das novas áreas descobertas no Pré-sal das Bacias de Santos e de Campos e de novas descobertas nas demais bacias brasileiras. As reservas provadas no mar cresceram 4,5% no período, enquanto que as reservas em terra diminuíram 6,0%.

Com relação às reservas provadas de gás natural, também nos últimos dez anos houve um expressivo acréscimo de 44,5% (de 32,6 para 47,1 bilhões de m<sup>3</sup>), notadamente no mar, onde esse percentual foi de 58,3% (de 25,2 para 39,9 bilhões de m<sup>3</sup>). A Bacia de Santos possuía maior quantidade de reservas até 31 de dezembro de 2014 (21,4 bilhões de m<sup>3</sup> ou 33,9% do total). Também em terra houve decréscimo de 0,4% (de 7,4 para 7,1

As reservas provadas de gás natural em 2014 tiveram um incremento de 2,8% em comparação com 2013. O crescimento em mar foi de 3% e em terra foi de 2,1%. Dessa forma a R/P (reserva/produção) de petróleo para 2014 é de 20,4 anos e a de gás natural é de 14,8 anos. A Tabela 1 apresenta os números das reservas provadas de petróleo e gás natural nos anos de 2013 e 2014.

Tabela 1 - Reservas Provadas e R/P

RESERVAS PROVADAS	PETRÓLEO				GÁS NATURAL				Óleo Equivalente (boe) - 2014	
	Unid.	2013	2014	Δ	Unid.	2013	2014	Δ		
	bilhões de barris	15,58	16,18	3,9%	bilhões de m <sup>3</sup>	458,09	471,15	2,85%	19,93 bilhões	
Produção	milhões de barris/dia	2,114	2,346	11,0%	milhões de m <sup>3</sup> /dia	77,193	87,383	13,2%	2,923	milhões boe/dia
Consumo*		2,055	2,597	26,4%		109,46	121,02	10,6%	3,396	
Importação		0,405	0,395	-2,5%		45,24	47,66	5,3%	0,709	
Exportação		0,381	0,519	36,2%						
<b>Relação Reserva/Produção</b>	anos	21,1	20,4	-3,3%	anos	16,3	14,8	-9,2%		

Gás: Inclui consumo direto do produtor, nas unidades de E&P, UPGNs e transporte.

Petróleo: óleo cru+LGN

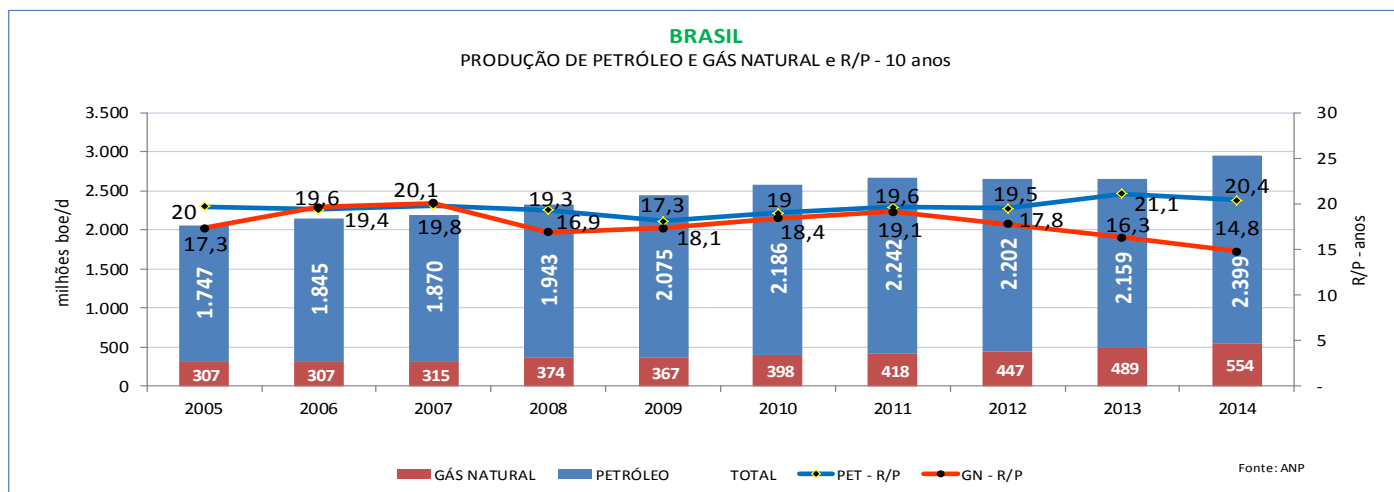


Gráfico 1: Evolução da Produção de Petróleo e Gás Natural e R/P (Reserva/Produção) - 2005/2014.

## EXPLORAÇÃO

Ao final de 2014, a área concedida para exploração totalizava 286.420 km<sup>2</sup>, o que corresponde a 11% da área com potencial para a descoberta de petróleo nas bacias sedimentares brasileiras, estimada em 2,8 milhões de km<sup>2</sup>.

Tabela 2: Área concedida, blocos e campos - dez/2014

Concessões - dez/2014*	Terra		Mar		Total	
	nº	km <sup>2</sup>	nº	km <sup>2</sup>	nº	km <sup>2</sup>
<b>Blocos</b>	216	206.259	147	80.161	363	286.420
<b>Campos</b>	294	6.745	136	19.932	430	26.677

\*Com Libra

## NOTIFICAÇÕES DE DESCOBERTA

Os contratos de concessão estabelecem os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção. Segundo esses contratos, o concessionário tem por obrigação comunicar à ANP qualquer descoberta de hidrocarbo-

neto ou outros recursos minerais dentro da área de concessão em até 72 horas após a ocorrência. Nos últimos dez anos foram comunicadas à ANP 1.226 Notificações de Descobertas. Dessas, 654 foram em terra e 572 no mar.

Tabela 3: Notificações de Descoberta - 10 anos

LOCALIZAÇÃO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TERRA	44	53	68	77	79	66	65	89	70	43
MAR	31	34	44	53	53	84	83	87	62	41
TOTAL	75	87	112	130	132	150	148	176	132	84

Em 2014 foram encaminhadas à ANP 84 Notificações de Descoberta, sendo 43 em terra e 41 relativas à exploração no mar. Foram 55 notificações de petróleo, 15 de gás natural e 14 de gás associado. Em mar, as notificações foram nas seguintes bacias: Campos (16); Santos (11); Espírito Santo (9);

Sergipe/Alagoas (4); Potiguar (1) e nas bacias em terra: Recôncavo (11); Espírito Santo (8); Parnaíba (8); Sergipe/Alagoas (7); Potiguar (5); Parecis (2) e Solimões (2).

Tabela 4: Notificações de Descoberta - 2014

Localização	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL
Terra	4	3	2	5	3	0	2	4	3	9	5	3	43
Mar	6	1	2	5	4	0	6	4	3	3	4	3	41
Total	10	4	4	10	7	0	8	8	6	12	9	6	84

## FATOS RELEVANTES 2014

### JANEIRO

A ANP aprovou a cessão de 60% dos direitos de participação da BP Energy do Brasil Ltda. no Campo de Polvo para a empresa HRT. O contrato contempla também a aquisição de 100% de participação na plataforma fixa (Polvo A) e de sonda de perfuração de 3.000 HP. A aquisição do Campo de Polvo permite à HRT ascender ao posto de quinta maior empresa operadora de campos produtores de petróleo no Brasil. Após a conclusão de todas as etapas da negociação, a HRT será a operadora desse campo, em parceria com a Maersk Oil Brasil, que detém os demais 40% do projeto.

O CADE aprovou a aquisição de 20% de participação nos blocos exploratórios BT-PN-2 e BT-PN-3, localizados na Bacia do Parnaíba, pelo Grupo GDF Suez, por meio da GDF Suez E&P International, que foram vendidos pela Vale. Depois da conclusão dessa aquisição, a GDF Suez se tornará sócia do empreendimento em parceria com a Petrobras (40%) e com a BP (40%).

### FEVEREIRO

Em 18 de fevereiro, a Petrobras anunciou a entrada em produção do poço 9-SPS-77A, no Campo de Sapinhoá, no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Esse poço, com produção de 33 mil barris de petróleo por dia, está interligado ao FPSO Cidade de São Paulo por um sistema onde o trecho ascendente das tubulações de produção é sustentado por uma boia submersa (BSR - *Buoyancy Supported Risers*), ancorada a 240m de profundidade. O Campo de Sapinhoá é operado pela Petrobras (45%), em parceria com a BG E&P Brasil Ltda. (30%) e a Repsol Sinopec Brasil S.A. (25%).

### MARÇO

Em 17 de março o FPSO P-58, pertencente à Petrobras, entrou em produção no complexo denominado Parque das Baleias, na porção capixaba da Bacia de Campos, através do poço 7-BFR-7-ESS, produzindo a partir de reservatórios na sequência pré-sal. Essa unidade de produção é parte integrante do projeto Norte do Parque das Baleias, que compreende a produção dos campos de Baleia Franca, Cachalote, Jubarte, Baleia Azul e Baleia Anã. Havia previsão de serem interligados a essa plataforma, nos meses subsequentes, 15 poços produtores, sendo 8 no pré-sal e 7 no pós-sal, além de 9 poços injetores, por meio de 250 km de dutos flexíveis e 2 manifolds submarinos (equipamentos que transferem o óleo dos poços para a plataforma).

Em 19 de março a norueguesa Statoil informou que a ANP aprovou a aquisição da participação de 25% da Vale S.A. pela Statoil na concessão BM-ES-22A, na Bacia do Espírito Santo. A concessão inclui a descoberta de São Bernardo, ocorrida em abril de 2013. Com essa aquisição, a companhia terá uma participação de 25% da concessão BM-ES-22. O bloco é operado pela Petrobras, que detém os 75% restantes.

Em 28 de março a ANP aprovou a aquisição pela Geopark da empresa denominada Rio das Contas Produtora de Petróleo Ltda. Em maio de 2013, a Geopark havia anunciado a celebração de um contrato de compra de quotas dessa empresa à Panoro Energy do Brasil Ltda.. A empresa Rio das Contas Produtora de Petróleo Ltda. detém 10% do Campo de Camarão Norte (antigo BCAM-40) e do Campo de Manati, na Bacia de Camamu-Almada. Esses campos são operados pela Petrobras (35% de participação). Participam também das atividades de exploração as empresas Queiroz Galvão Exploração e Produção (45%) e a Brasoil Manati Exploração Petrolífera S.A. (10%).

### ABRIL

Em 1º de abril a operadora Chevron recebeu a permissão da ANP para reiniciar a atividade dos poços produtores restantes no Campo de Frade. Segundo a companhia americana, essa autorização tornará possível o aumento da produção a partir da ativação de mais seis poços produtores. A Chevron foi autorizada pela ANP a retomar suas atividades de produção no Campo Frade no início de abril de 2013. A produção de Frade havia sido suspensa em março de 2012, como uma medida de precaução após duas exsudações de petróleo registradas no campo.

Em 04 de abril a Petrobras informou a entrada em produção o poço 7-SPH-04-SPS, no Campo de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos. Esse poço, que tem potencial de produção estimado em 26 mil barris de petróleo por dia, foi interligado ao FPSO Cidade de São Paulo por meio do sistema de conexão denominado BSR (Boia de Sustentação de Risers). O Campo de Sapinhoá tem como operador a Petrobras (45%), além da BG Brasil (30%) e da Repsol Sinopec (25%).

Em 07 de abril a plataforma P-20 operada pela Petrobras, instalada no Campo de Marlim, na Bacia de Campos, reiniciou a produção. A unidade permaneceu com a produção temporariamente interrompida em razão dos danos causados por um incêndio que afetou o sistema de produtos químicos da plataforma, ocorrido no dia 26 de dezembro de 2013. A P-20 tem potencial de produção de cerca de 20 mil barris de óleo por dia e é uma das unidades que compõem os sistemas de produção do Campo de Marlim, na Bacia de Campos.

### MAIO

Em 12 de maio a plataforma de produção FPSO P-62, operada pela Petrobras, entrou em operação no Campo de Roncador, na Bacia de Campos. A unidade, que está instalada em lâmina d'água de 1.600 metros, tem capacidade para processar diariamente até 180 mil barris de petróleo e 6 milhões de m³ de gás natural. Serão interligados a ela 22 poços, sendo 14 produtores de óleo e gás e 8 injetores de água. O óleo será escoado por meio de navios aliviadores e o gás natural pelo gasoduto que liga essa plataforma à rede de escoamento de gás da Bacia de Campos.

### JUNHO

Em junho de 2014 foi registrado recorde da produção de petróleo no Brasil, com uma média diária de 2,338 milhões de barris. A produção no horizonte do pré-sal também foi recorde, com uma produção média diária de 478 mil, com pico de produção de 520 mil barris ocorrido em 24 de junho. Tal resultado decorreu, principalmente, da entrada em operação de novas plataformas e da excelente produtividade dos poços produtores de reservatórios no pré-sal. No primeiro semestre de 2014, mais 30 novos poços submarinos entraram em operação, o dobro do mesmo período no ano passado.

Em 24 de junho o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a contratação direta da Petrobras para produção de petróleo e gás natural, no regime de Partilha de Produção do volume excedente ao contratado relativo à Cessão Onerosa nos blocos de Búzios, Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi, no polígono do Pré-sal. Esses contratos de partilha terão vigência de trinta e cinco anos. Estimativas da ANP indicam que essas áreas podem conter volumes adicionais entre 9,8 e 15,2 bilhões de barris de óleo equivalente.

### AGOSTO

Em agosto a ANP colocou em Consulta Pública dez áreas com acumulações marginais visando à oferta futura em rodadas de licitações. Essas áreas, que podem apresentar acumulações menores de petróleo e gás, estão distribuídas pelas bacias do Recôncavo (4), Espírito Santo (3), Tucano Sul (1), Paraná (1) e Barreirinhas (1). Após a Consulta, caso haja manifestações de interesse pelo mercado, a Agência proporá ao CNPE a licitação dessas áreas. Essa ação da ANP implementa a Política Nacional de aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, estabelecida por meio da Resolução CNPE nº 1/2013.



**SETEMBRO**

Em setembro a ANP aprovou a venda de 20% da participação da Vale S/A no bloco BT-PN-2 na Bacia do Parnaíba, para a empresa de energia franco-belga GDF Suez. O aval da Agência conclui a aquisição anunciada pelas empresas em novembro de 2013 que inclui, ainda, a negociação de 20% da mineradora no bloco BT-PN-3. Em junho, a ANP já havia aprovado a negociação dos 20% da Vale no BT-PN-3. As duas áreas são operadas pela Petrobras (40%), em parceria com a britânica BP (40%) e a GDF (20%).

Em 03 de setembro a Petrobras apresentou à ANP a declaração de comercialidade das acumulações de petróleo e gás de Sul de Guará, Nordeste de Tupi e Florim, localizadas no Pré-sal da Bacia de Santos, relativas ao contrato da Cessão Onerosa. Os nomes sugeridos para os novos campos são Sul de Sapinhoá (Sul de Guará), Sépia (NE de Tupi) e Itapu (Florim). O volume contratado por meio da Cessão Onerosa para as três áreas, é de 1,214 bilhão de barris de óleo equivalente. Nos reservatórios do pré-sal o petróleo desses campos possui densidade entre 26° e 29° API.

**OUTUBRO**

Em 14 de outubro a Petrobras colocou em operação o navio-plataforma Cidade de Mangaratiba, instalado na área de Iracema Sul, no Campo de Lula, dentro do polígono do Pré-sal, na Bacia de Santos. A previsão original de entrada em operação dessa plataforma, conforme previsto pelo Plano de Negócios e Gestão da empresa para o período de 2014-2018, era 06 de novembro de 2014.

**NOVEMBRO**

No dia primeiro de novembro a Petrobras informou que assinou com a PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.) o Acordo de Individualização da Produção (AIP) da jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça, localizada na porção sul da Bacia de Campos. Nessa ação, a PPSA atuou como representante da União Federal, conforme previsto na Lei 12.351, de 2010.

Em 20 de novembro a Petrobras colocou em operação o navio-plataforma Cidade de Ilhabela, instalado no Campo de Sapinhoá, no Pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma tem capacidade de processar até 150 mil barris de petróleo/dia (bpd), comprimir até 6 milhões de m³/dia de gás natural e armazenar 1,6 milhão de barris de petróleo.

Em 25 e 26 de novembro foi realizado nas instalações do MME o Workshop Técnico Internacional sobre recursos petrolíferos não convencionais. O evento teve como objetivo discutir aspectos ambientais e regulatórios relativos ao aproveitamento desses recursos petrolíferos no País.

**DEZEMBRO**

Em 16 de dezembro chegaram ao Estaleiro Brasfels em Angra dos Reis (RJ), a P-66 – primeira plataforma da série de oito FPSOs replicantes que estão em construção para atendimento às demandas de produção de petróleo no Brasil, e o primeiro FPSO – totalmente construído no País. No Estaleiro Brasfels serão instalados os módulos de integração, e feitas as interligações e os testes dos equipamentos e sistemas. Essa plataforma irá produzir no Campo de Lula, módulo de Lula Sul, no Pré-sal da Bacia de Santos. O campo é operado pela Petrobras (65%) em parceria com a BG E&P Brasil (25%) e a Petrogal Brasil (10%).

Em 29 de dezembro a Petrobras declarou a comercialidade das acumulações de petróleo e gás das áreas de Iara (Plano de Avaliação da Descoberta – PAD - do Poço 1-BRSA-618-RJS – Consórcio BM-S-11), e Entorno de Iara (Bloco 4, do contrato de Cessão Onerosa), localizadas no Pré-sal da Bacia de Santos. Os volumes totais recuperáveis estimados desses campos superam 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe).

**DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE**

A Declaração de Comercialidade à ANP é o ato que confirma que uma acumulação de petróleo, em processo de avaliação e testes, apresenta volumes comerciais, permitindo ao operador proceder à denominação oficial do campo de petróleo, finalizar a fase de exploração da área e iniciar a fase de desenvolvimento da produção. Nos últimos dez anos houve 200 Declarações de Comercialidade informadas à ANP. Dessas, 68 foram no mar e 132 em terra.

Tabela 5- Declarações de Comercialidade por Bacia - 10 anos

BACIA	LOCALIZAÇÃO	
	TERRA	MAR
Campos		29
Camamu	2	4
Espírito Santo	29	4
Parecis		
Parnaíba	4	
Potiguar	48	1
Recôncavo	23	
Santos		29
Sergipe/Alagoas	23	1
Solimões	2	
Tucano Sul	1	
<b>TOTAL</b>	<b>132</b>	<b>68</b>

No ano de 2014 foram apresentadas à ANP 14 Declarações de Comercialidade, das quais 3 foram em terra e 11 no mar (8 localizadas na área da Cessão Onerosa).

Tabela 6 - Declarações de Comercialidade - 10 anos

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
18	31	15	35	18	30	9	17	13	14



Figura 1: Bacias Sedimentares Brasileiras

Tabela 7 - Declarações de Comercialidade em 2014

Bloco	Campo	Operadora	Bacia	Data	Localização
IARA_ENT	Norte de Sururu	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
IARA_ENT	Sul de Berbigão	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
BM-S-11	Oeste de Atapu	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
IARA_ENT	Sul de Sururu	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
IARA_ENT	Norte de Berbigão	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
BM-S-11	Berbigão	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
BM-S-11	Sururu	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
IARA_ENT	Atapu	Petrobras	Santos	29/12/2014	Mar
SOL-T-171	Arara Azul	Petrobras	Solimões	01/12/2014	Terra
FLORIM	Itapu	Petrobras	Santos	03/09/2014	Mar
TUPI_NE	Sepia	Petrobras	Santos	03/09/2014	Mar
GUARA_SUL	Sul de Sapinhoá	Petrobras	Santos	03/09/2014	Mar
BT-POT-8	Sibite	Petrobras	Potiguar	31/07/2014	Terra
ES-T-391	Gaivota	Sonangol Starfish	Espírito Santo	16/04/2014	Terra

## SONDAS

Em 2014 a quantidade média de sondas perfurando novos poços em terra e no mar foi de 119 unidades. Nesse período, essas sondas concluíram a perfuração de 538 poços en-

tre exploratórios e de desenvolvimento. No total, foram perfurados e concluídos 145 poços no mar e 393 poços em terra.

Tabela 8 - Sondas em operação em 2014

TIPO DE POÇO	LOCAL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	MÉDIA
Exploratório*	Terra	16	17	17	13	10	12	18	14	14	16	17	18	15
	Mar	21	21	26	26	21	20	22	20	22	20	19	15	21
	<b>TOTAL</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>43</b>	<b>39</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>40</b>	<b>34</b>	<b>36</b>	<b>36</b>	<b>36</b>	<b>33</b>	<b>36</b>
Desenvolvimento**	Terra	35	33	41	43	38	39	42	41	41	41	40	37	39
	Mar	51	47	40	41	42	42	42	46	42	38	40	46	43
	<b>TOTAL</b>	<b>86</b>	<b>80</b>	<b>81</b>	<b>84</b>	<b>80</b>	<b>81</b>	<b>84</b>	<b>87</b>	<b>83</b>	<b>79</b>	<b>80</b>	<b>83</b>	<b>82</b>
<b>TOTAL</b>		<b>123</b>	<b>118</b>	<b>124</b>	<b>123</b>	<b>111</b>	<b>113</b>	<b>124</b>	<b>121</b>	<b>119</b>	<b>115</b>	<b>116</b>	<b>116</b>	<b>119</b>

\*Sondas atuando em perfurações de novos poços.

\*\*Sondas atuando em perfurações de novos poços ou recompletações/completações.

## POCOS CONCLUÍDOS

Tabela 9 - Poços concluídos em 2014

TIPO DE POÇO	LOCAL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL
Exploratório	Terra	4	3	5	7	1	2	2	2	4	9	8	2	49
	Mar	5	5	3	5	6	1	3	5	4	5	2	2	46
	<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>95</b>
Desenvolvimento	Terra	26	23	32	39	28	22	24	32	37	37	34	10	344
	Mar	17	9	6	4	14	12	6	12	7	5	5	2	99
	<b>TOTAL</b>	<b>43</b>	<b>32</b>	<b>38</b>	<b>43</b>	<b>42</b>	<b>34</b>	<b>30</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>42</b>	<b>39</b>	<b>12</b>	<b>443</b>
<b>TOTAL</b>		<b>52</b>	<b>40</b>	<b>46</b>	<b>55</b>	<b>49</b>	<b>37</b>	<b>35</b>	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>56</b>	<b>49</b>	<b>16</b>	<b>538</b>

## PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Em 2014 o total de 309 concessões operadas por 23 empresas foram responsáveis pela produção nacional de petróleo, que possui em média a densidade 27° API.

Nos últimos 10 anos (2005-2014), a produção de petróleo no Brasil cresceu 37%. Esse aumento ocorreu em consequência dos vultosos investimentos em pesquisa de desenvolvimento nas atividades de exploração e produção, tendo com exemplo concreto o aumento da exploração na área do Pré-sal. Nesse

período, o volume produzido somente no mar foi acrescido em 45%. Igual elevação na produção não aconteceu com a produção nas bacias terrestres, nas quais a produção entre 2005 e 2010 declinou 17%.

A maior quantidade de declarações de comercialidade em terra, 132 na última década, ante as 68 no mar, não trouxe uma maior produção a essas bacias. O declínio natural dos campos terrestres explica esse decréscimo.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE-2023) contém estimativas de que a produção média diária de petróleo no Brasil em 2023 poderá ficar em torno de 4,9 milhões de barris. Dessa forma, prevê-se que o Brasil tenha um papel de maior relevância para o mercado mundial de pe-

tróleo no próximo decênio, atuando como exportador líquido, não só de petróleo, em função da produção em campos já descobertos, como também de derivados, a depender da ampliação do parque nacional de refino.

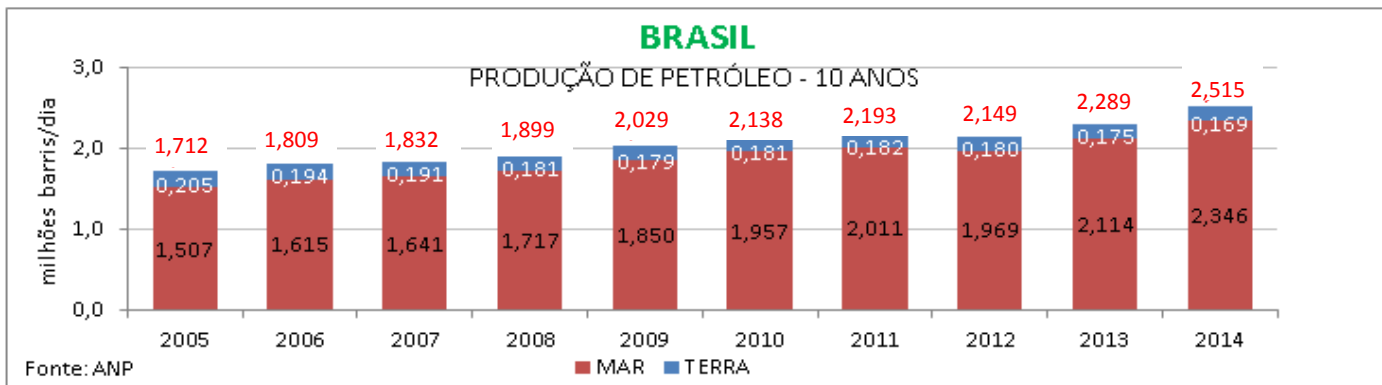


Gráfico 2: Produção de petróleo - 10 anos

Em 2014 a produção diária média de petróleo e LGN foi de 2,35 milhões de barris, apresentando acréscimo de 10,9% em comparação ao registrado no ano de 2013. Em dezembro de 2014 a produção foi recorde, com uma média diária de 2,59 milhões barris. Nos campos marítimos a elevação na produção foi de 12,2%, enquanto que nos campos terrestres houve um decréscimo de 3,4%.

A elevação na produção em 2014 decorreu pela entrada em operação de nove novos sistemas de produção e do aumento da eficiência operacional. Cinco desses sistemas começaram a operar em 2013 e tiveram novos poços interligados ao longo de 2014; quatro novas plataformas entraram em operação. Das plataformas instaladas em 2013, contribuíram

para esse resultado a P-63, no Campo de Papa-Terra, e a P-55, no Campo de Roncador, ambas na Bacia de Campos; o FPSO Cidade de Itajaí, no Campo de Baúna, no pós-sal da Bacia de Santos; além dos FPSOs Cidade de São Paulo, no Campo de Sapinhoá, e Cidade de Paraty, na área de Lula Nordeste – ambos no pré-sal da Bacia de Santos. Já os sistemas de produção que entraram em operação em 2014 e que contribuíram para esse desempenho foram a P-58 no Parque das Baleias (média diária de 64 mil barris), a P-62 no Campo de Roncador (média diária de 30 mil barris), ambas na Bacia de Campos, além dos FPSOs Cidade de Mangaratiba, na área de Iracema Sul (média diária de 13,5 mil barris), e Cidade de Ilhabela no Campo de Sapinhoá (média diária de 13 mil barris), ambos no pré-sal da Bacia de Santos.

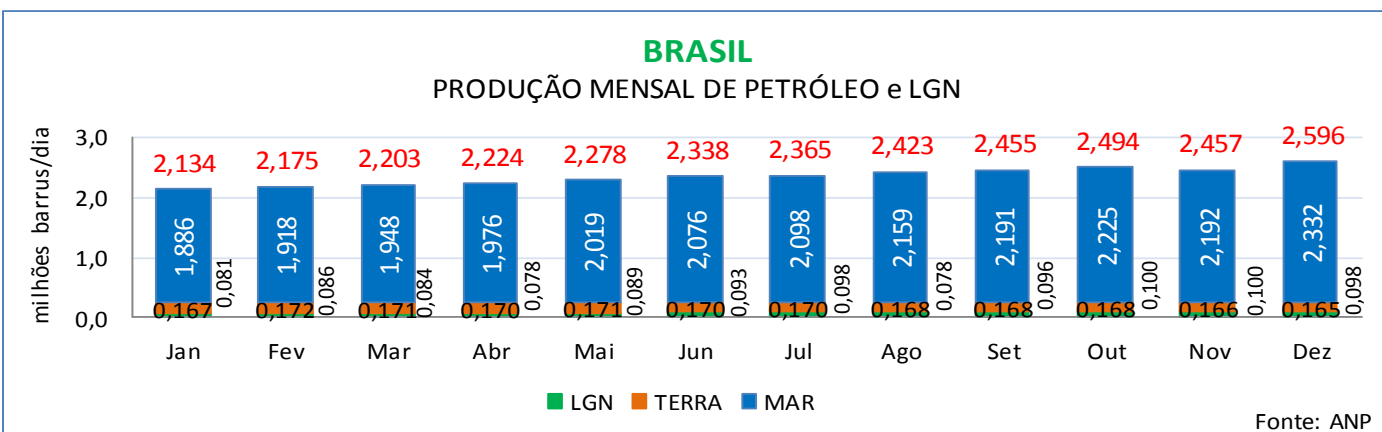


Gráfico 3: Produção média diária de petróleo e LGN em 2014

A Bacia de Campos, com 52 campos na fase de produção e 16 campos na fase de desenvolvimento da produção, contou com 581 poços produtores (dados do mês de dezembro de 2014), tendo sido a bacia com maior produção de petróleo nacional no ano de 2014.

Localiza-se na Bacia de Santos, no Campo de Sapinhoá – operado pela Petrobras, o poço com maior produção de petróleo do Brasil (Poço 7SPH5SPS), com uma média de produção diária de 35 mil barris registrada no mês de dezembro de 2014.

Tabela 10 - Bacias Produtoras de petróleo- 2014

BACIA	MÉDIA (barris/dia)	%
Campos	1.683.236	74,69%
Santos	352.687	15,65%
Potiguar	58.662	2,60%
Recôncavo	43.232	1,92%
Sergipe	41.042	1,82%
Espírito Santo	35.389	1,57%
Solimões	28.010	1,24%
Ceará	6.085	0,27%
Alagoas	4.478	0,20%
Camamu	556	0,02%
Parnaíba	118	0,01%
Tucano sul	13	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>2.253.505</b>	<b>100,0%</b>

Obs.: Sem LGN

O Campo de Roncador, localizado na Bacia de Campos, operado pela Petrobras, é o maior campo produtor de petróleo nacional, com uma produção média diária de 276 mil barris em 2014, a partir da média de 45 poços produtores ao longo do ano.

O Campo de Roncador compreende uma área de cerca de 400 km<sup>2</sup> e está situado na área norte da Bacia de Campos, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 1.900 metros. O campo dista cerca de 125 km do cabo de São Tomé, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.



Figura 2 - Campo de Roncador na Bacia de Santos (em vermelho)

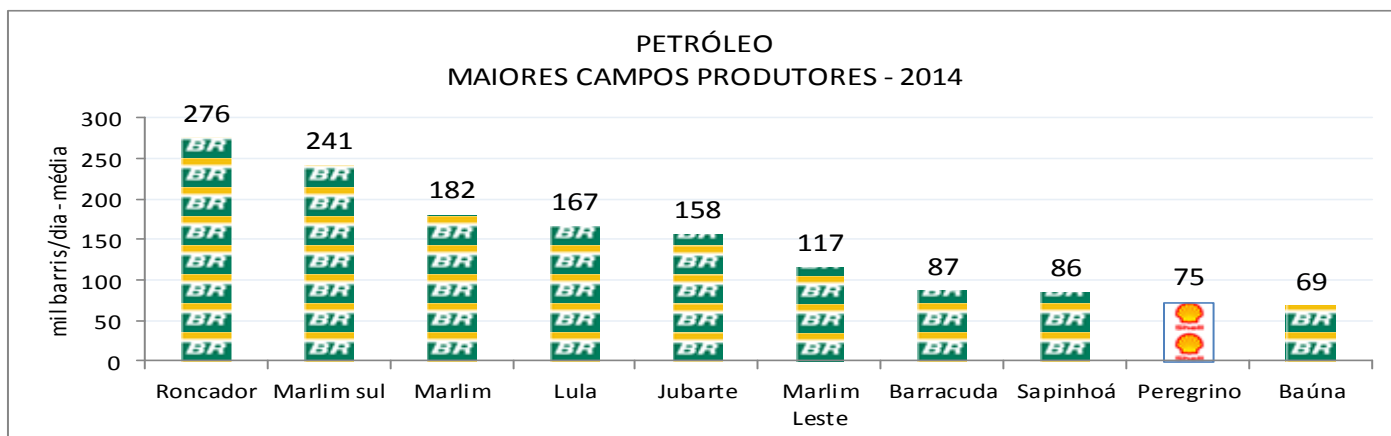


Gráfico 4: Maiores campos produtores em 2014 e indicação do respectivo operador.

## PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR EMPRESAS

A Petrobras foi responsável, como operadora, por 91,4% da produção nacional de petróleo no ano de 2014, tendo produzido o volume de 783 milhões de barris (equivalente à média diária de 2,14 milhões de barris) no período. As demais empresas que atuam no setor petrolífero nacional produziram 73 milhões de barris nesse período (média diária de 201 mil barris, 8,6% da produção nacional). As empresas nacionais, excluindo a Petrobras, produziram 9,9 milhões de barris (média diária de 27 mil barris ou 1,2% da produção nacional).

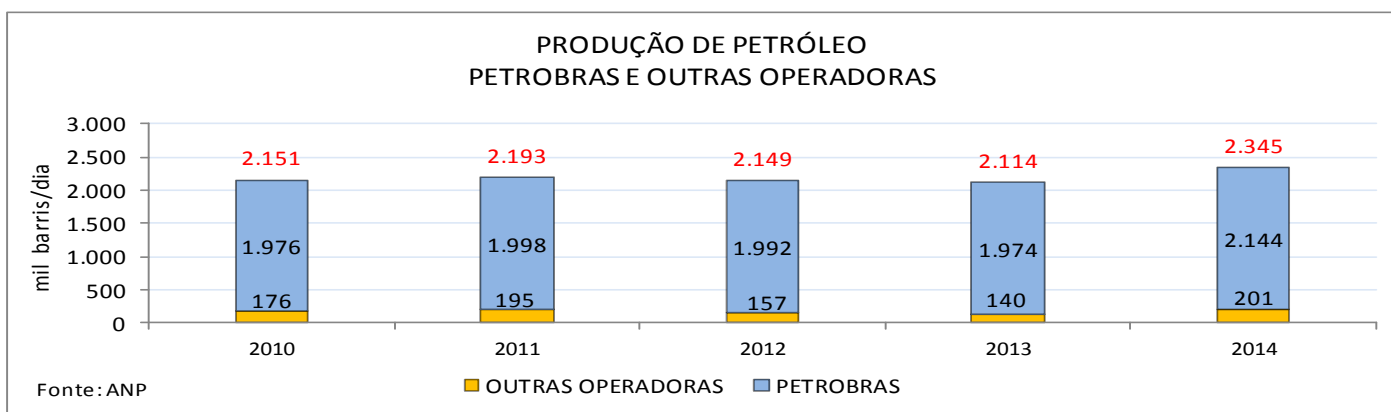


Gráfico 5: Petrobras e outras operadoras - produção de petróleo em 2014.

A empresa Statoil Brasil foi a 2ª operadora em volume de produção de petróleo no Brasil em 2014, explorando uma média diária de 74,5 mil barris, seguida pela Shell Brasil (72,3 mil) e Chevron Frade (24,9 mil). Das empresas nacionais, ex-

cluindo-se a Petrobras, o maior volume médio diário explorado foi obtido pela empresa OGPar, com 15,7 mil barris e na sequência a PetroRio, com 9,7 mil barris diários.



## PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL

Desde a entrada em operação, em 2010, até o final de 2014, a produção nos reservatórios do pré-sal teve um aumento contínuo, passando de uma média diária de 55,8 mil barris

para 491,9 mil. Essa elevação da produção foi resultado da alta produtividade dos poços, indicando a excelente viabilidade econômica da área.

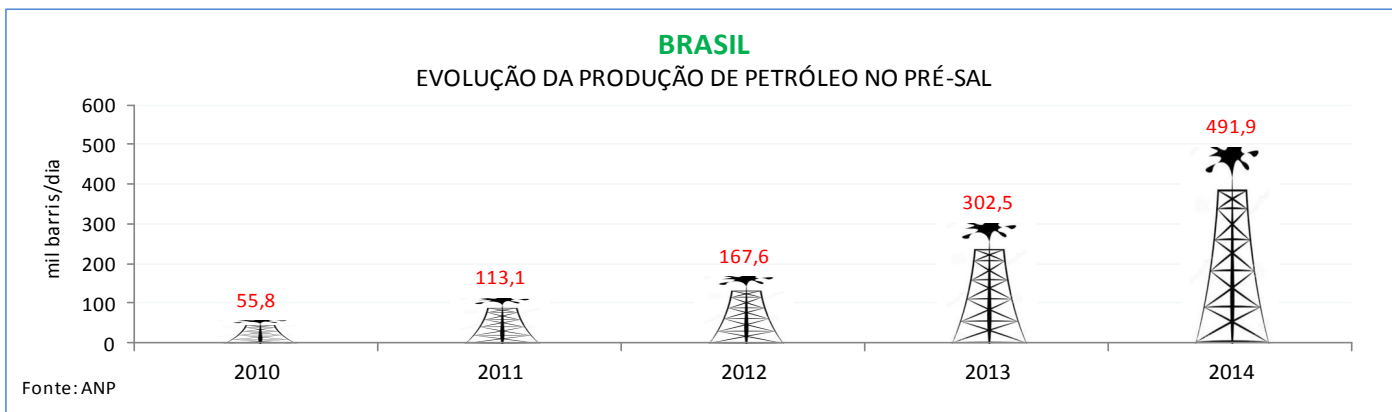


Gráfico 6: Produção de petróleo no Pré-sal - 2010-2014

Em 2014, a produção média diária no Pré-sal cresceu cerca de 86%, iniciando o ano com 359 mil barris/dia (média em janeiro), finalizando com 667 mil (média em dezembro),

No dia 21 de dezembro foram produzidos 713 mil bpd, recorde na produção. O volume produzido no pré-sal, em 2014, foi equivalente a 21% da produção nacional.

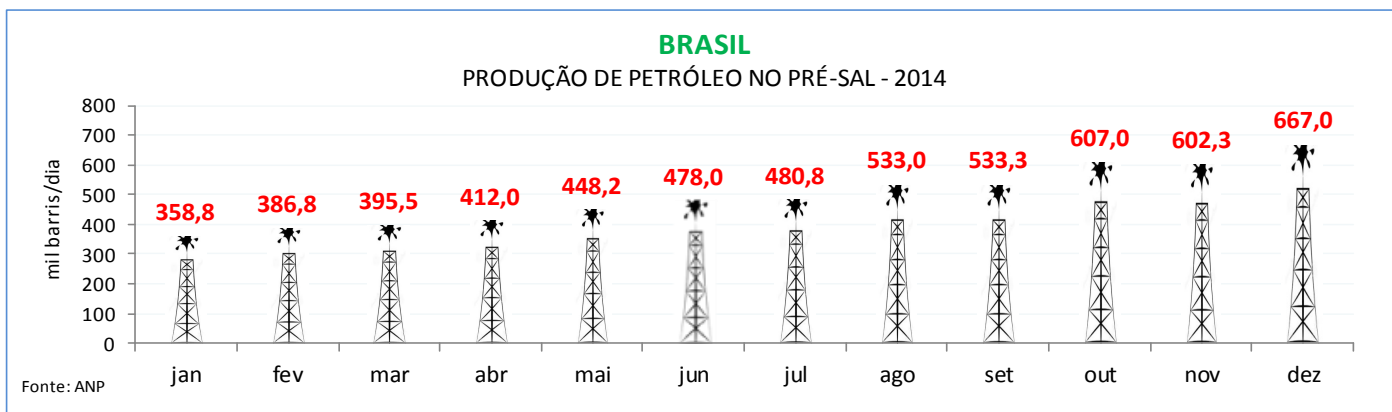


Gráfico 7: Produção de Petróleo no Pré-sal em 2014

## PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NOS ESTADOS

Tabela 11 - Estados - produção e poços produtores

ESTADO	PETRÓLEO + LGN		PRODUÇÃO MÉDIA 2014 (mil barris/dia)
	POÇOS PRODUTORES (dez/2014)		
	MAR	TERRA	
AL	1	138	5,892
AM		64	44,675
BA	18	1600	47,868
CE	42	324	7,473
ES	71	337	383,407
MA		16	0,118
RJ	554		1584,241
RN	83	3890	61,107
SP	24		166,391
SE	48	1811	44,012
<b>TOTAL</b>	<b>841</b>	<b>8180</b>	<b>2345,184</b>

No ano de 2014, a produção de petróleo nos estados foi concentrada principalmente no Estado do Rio de Janeiro, com 67,5% da produção nacional. Espírito Santo e São Paulo, produziram, respectivamente, 16,3% e 7,1% do total nacional.

Ao levarmos em consideração apenas a exploração no mar, o RJ produziu 73,4% da produção nacional, seguido por ES (17,1%) e SP (7,7%).

Com relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram RN (27,1%), BA (24,1%) e AM (23,1%).

Em 2014, a produção de petróleo no Brasil foi obtida a partir de 9.021 poços, sendo 841 marítimos e 8.180 terrestres, totalizando a média diária de 2,346 milhões de barris.

Tabela 12 - Produção de petróleo nos Estados em 2014.

UF	(mil barris/dia)												Média 2014	
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
AL	Terra	3,446	4,274	4,274	4,300	4,338	4,811	4,556	4,392	4,217	3,925	3,807	3,628	4,164
	Mar	1,923	1,868	1,968	1,935	1,616	1,709	1,701	1,654	1,603	1,561	1,684	1,518	1,728
	TOTAL	5,369	6,142	6,242	6,234	5,954	6,520	6,257	6,047	5,820	5,486	5,491	5,146	5,892
AM	Terra	46,032	44,717	43,313	42,390	44,742	45,134	44,559	43,977	44,380	45,838	45,590	45,434	44,675
	TOTAL	46,032	44,717	43,313	42,390	44,742	45,134	44,559	43,977	44,380	45,838	45,590	45,434	44,675
	Terra	43,208	42,969	43,654	43,042	43,287	42,079	42,942	42,399	42,650	42,671	42,646	42,357	42,825
BA	Mar	5,618	5,523	5,481	5,195	5,100	4,226	4,993	4,903	4,765	4,892	4,878	4,934	5,042
	TOTAL	48,827	48,492	49,135	48,238	48,387	46,305	47,936	47,302	47,415	47,563	47,523	47,291	47,868
	Terra	1,109	1,127	1,085	1,088	0,961	1,034	1,028	1,116	1,387	1,541	1,597	1,596	1,222
CE	Mar	6,100	6,434	6,317	6,186	6,556	6,839	6,659	6,264	5,292	5,863	6,068	6,329	6,242
	TOTAL	7,209	7,562	7,402	7,274	7,517	7,873	7,686	7,379	6,679	7,404	7,665	7,924	7,473
	Terra	10,804	14,897	14,259	14,511	14,742	14,803	15,147	15,093	14,449	15,034	14,309	14,137	14,349
ES	Mar	316,771	293,436	318,966	338,834	355,194	364,507	370,120	383,337	395,630	428,700	431,223	431,987	369,059
	TOTAL	327,575	308,333	333,225	353,345	369,936	379,309	385,267	398,429	410,078	443,735	445,532	446,124	383,407
	Terra	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,101	0,112	0,027	0,020	0,118
MA	TOTAL	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,101	0,112	0,027	0,020	0,118
	Mar	1,484,558	1,528,825	1,511,886	1,502,951	1,523,818	1,564,944	1,616,284	1,637,430	1,675,141	1,651,036	1,598,987	1,715,034	1,584,241
	TOTAL	1,484,558	1,528,825	1,511,886	1,502,951	1,523,818	1,564,944	1,616,284	1,637,430	1,675,141	1,651,036	1,598,987	1,715,034	1,584,241
RN	Terra	50,150	51,228	50,981	51,235	50,740	50,392	50,719	49,673	49,757	49,686	49,452	49,266	50,273
	Mar	11,100	11,494	11,496	11,009	10,459	10,584	10,837	10,690	10,633	10,217	10,643	10,841	10,834
	TOTAL	61,250	62,722	62,478	62,244	61,200	60,976	61,557	60,363	60,390	59,903	60,095	60,106	61,107
SP	Mar	110,930	121,539	141,736	155,272	171,293	181,829	151,967	178,801	161,484	189,601	205,157	227,083	166,391
	TOTAL	110,930	121,539	141,736	155,272	171,293	181,829	151,967	178,801	161,484	189,601	205,157	227,083	166,391
	Terra	28,388	28,398	28,499	28,447	28,087	28,298	27,235	27,159	27,556	27,417	26,629	27,081	27,766
SE	Mar	13,309	18,356	18,504	17,944	17,422	16,821	16,345	16,040	15,653	15,432	14,680	14,436	16,245
	TOTAL	41,697	46,755	47,003	46,392	45,509	45,120	43,580	43,199	43,209	42,849	41,310	41,518	44,012
	TOTAL ANO	2,134	2,175	2,203	2,224	2,278	2,338	2,365	2,423	2,455	2,494	2,457	2,596	2,345

Fonte: ANP

## GÁS NATURAL

A produção diária de gás natural no Brasil nos últimos 10 anos (2004/2014) apresentou um crescimento de 80,2%, passando de uma média diária de 48,5 milhões de m<sup>3</sup> em 2005 para 87,4 milhões de m<sup>3</sup> em 2014. O incremento na

produção ocorreu principalmente devido ao aumento da produção no mar, que registrou uma elevação de 126,5% nesse período. Em terra, a produção média diária apresentou uma elevação de 15,4%.

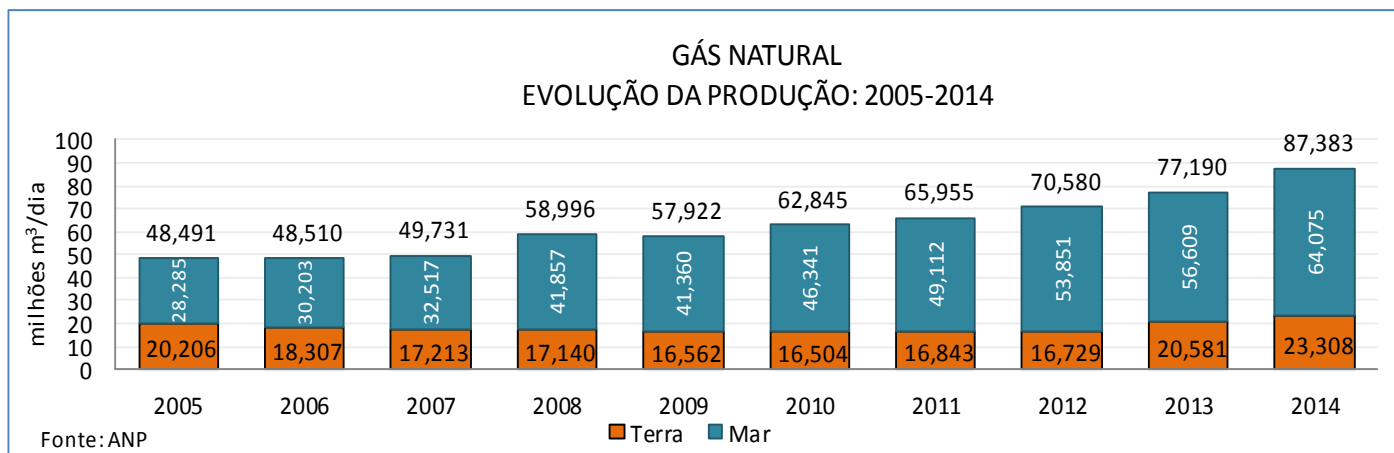


Gráfico 8: Evolução da produção de Gás Natural no Brasil - 2005/2014.

Em comparação com o ano de 2013, a produção média diária de gás natural em 2014 registrou um aumento de 13,2%. Contribuíram para essa elevação, o expressivo incremento da produção no mar, com uma média diária de 64 milhões de m<sup>3</sup> (73,3% da produção nacional), superior em 13,1% ao ano de 2013 e o excelente incremento de 13,3% na produção média diária em terra, passando de uma média diária de 20,6 milhões de m<sup>3</sup> em 2013, para 23,3 milhões de m<sup>3</sup> em 2014. Em dezembro de 2014 foi alcançado o recorde da produção diária, com a marca de 95,1 milhões de m<sup>3</sup>.

do na Bacia de Santos, com uma produção média diária de 7,3 milhões de m<sup>3</sup>. Em terra, a maior bacia produtora foi Solimões, com uma média diária de 12,9 milhões de m<sup>3</sup>. O Campo de Leste de Urucu foi o maior produtor, com uma média diária de 6,5 milhões de m<sup>3</sup>.

Do volume total de gás natural produzido em 2014, 55,3% foi ofertado ao mercado nacional. Os 44,7% restantes foram consumidos nas unidades de exploração e produção, na reinjeção, na queima e perda, na absorção nas UPGNs (Unidades de Processamento de Gás Natural), no transporte e no armazenamento.

Em campos no mar, a Bacia de Campos foi a maior produtora de gás natural em 2014, com uma média diária de 28,1 milhões de m<sup>3</sup>. Já o maior campo produtor foi Lula, localiza-

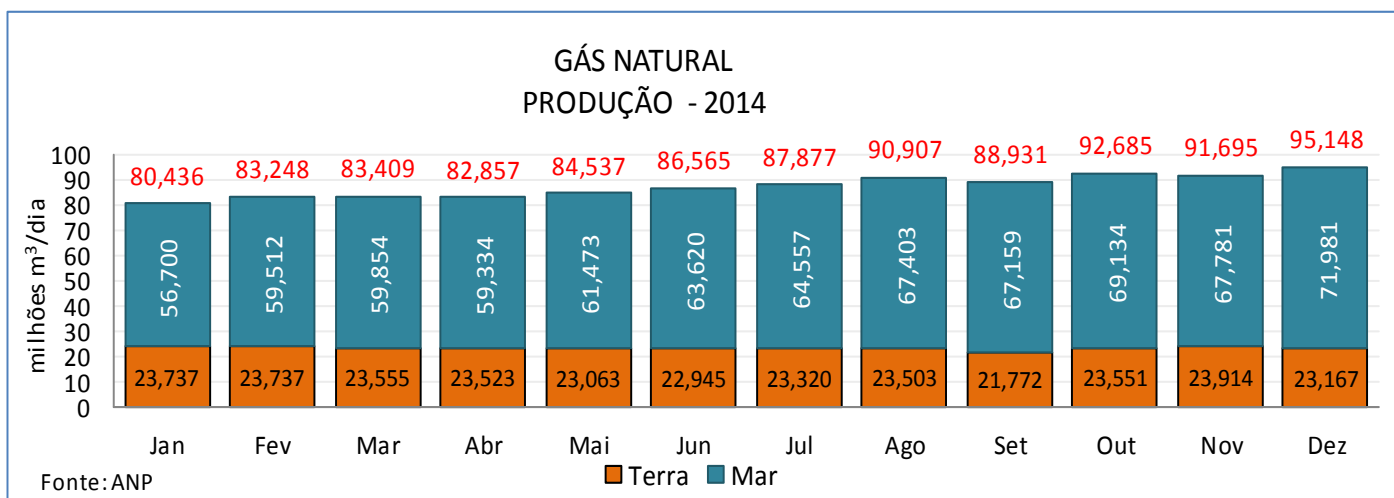


Gráfico 9: Evolução da produção média diária de gás natural no Brasil em 2014.

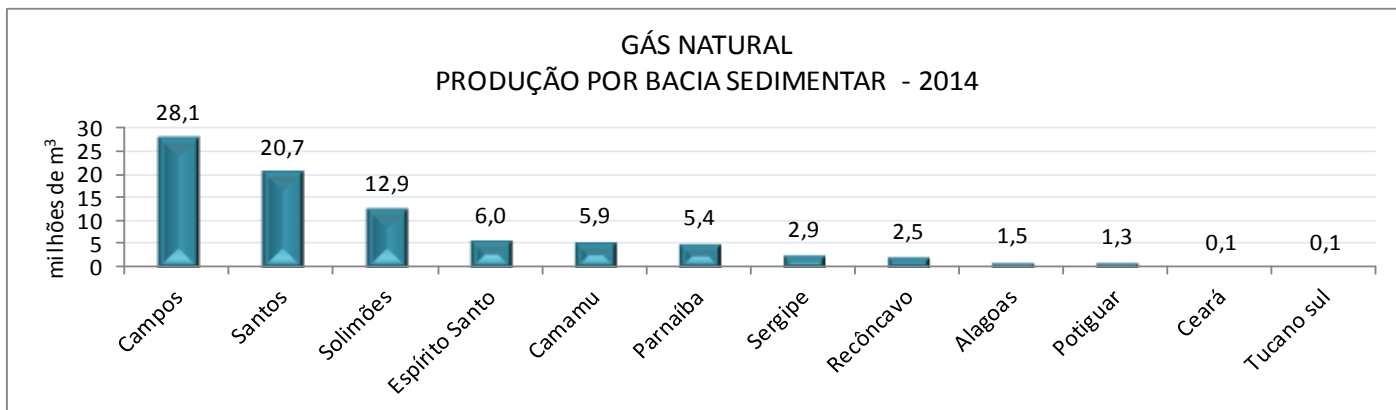


Gráfico 10: Produção de Gás Natural por bacia - 2014.

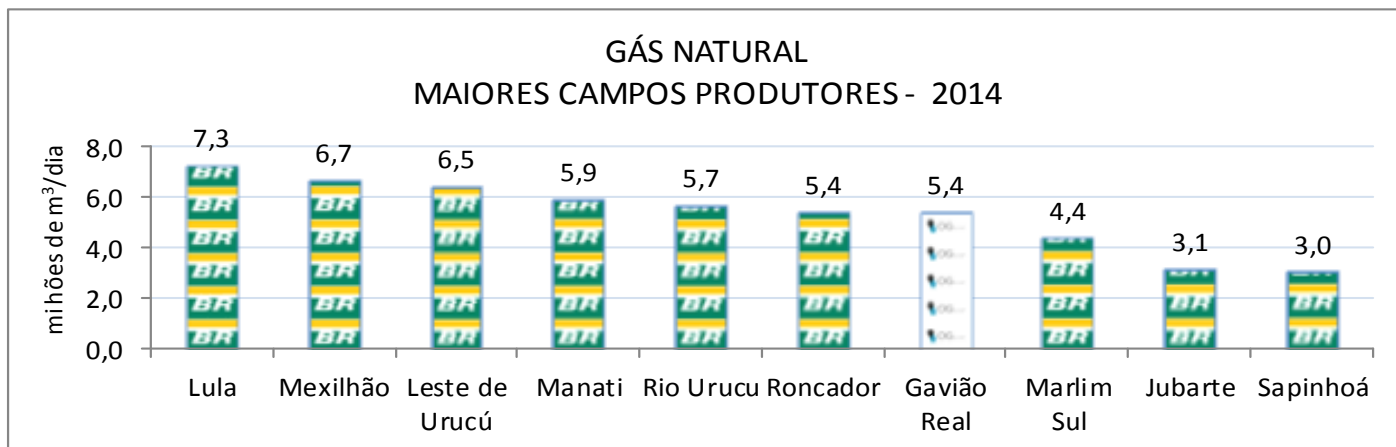


Gráfico 11: Produção de Gás Natural por campo - 2014, com indicação do operador.

Tabela 13 - Produção de Gás Natural por Estado - 2014

UF	LOCAL	GÁS NATURAL POR ESTADO ( milhões m³/dia) - 2014												Média 2014
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AL	Terra	1,435	1,371	1,391	1,381	1,353	1,299	1,233	1,267	1,195	1,139	1,073	1,004	1,262
	Mar	0,225	0,220	0,226	0,222	0,175	0,207	0,217	0,215	0,211	0,206	0,179	0,167	0,206
	TOTAL	1,660	1,590	1,617	1,603	1,527	1,506	1,450	1,482	1,405	1,345	1,252	1,171	1,467
AM	Terra	12,560	12,465	12,241	12,320	12,688	12,681	12,876	13,058	13,453	13,351	13,441	13,483	12,885
	TOTAL	12,560	12,465	12,241	12,320	12,688	12,681	12,876	13,058	13,453	13,351	13,441	13,483	12,885
BA	Terra	2,643	2,639	2,564	2,530	2,534	2,306	2,425	2,441	2,577	2,628	2,693	2,732	2,559
	Mar	6,056	6,107	5,900	5,917	5,835	6,033	5,872	5,908	5,917	5,807	5,945	5,825	5,927
	TOTAL	8,699	8,746	8,464	8,447	8,369	8,339	8,297	8,349	8,495	8,435	8,638	8,557	8,486
CE	Terra	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Mar	0,079	0,082	0,084	0,085	0,095	0,096	0,095	0,093	0,084	0,086	0,089	0,094	0,089
	TOTAL	0,080	0,083	0,085	0,086	0,096	0,097	0,096	0,094	0,086	0,087	0,090	0,095	0,090
ES	Terra	0,055	0,181	0,195	0,200	0,202	0,218	0,210	0,247	0,237	0,234	0,199	0,251	0,203
	Mar	11,546	11,150	11,602	10,830	12,474	12,277	12,698	13,169	13,790	15,135	15,167	13,748	12,799
	TOTAL	11,601	11,331	11,796	11,030	12,676	12,495	12,908	13,416	14,027	15,369	15,366	13,999	13,001
MA	Terra	5,910	6,011	6,095	6,051	5,271	5,447	5,579	5,521	3,327	5,219	5,556	4,749	5,395
	TOTAL	5,910	6,011	6,095	6,051	5,271	5,447	5,579	5,521	3,327	5,219	5,556	4,749	5,395
RJ	Mar	27,247	28,935	27,868	27,533	28,559	29,641	31,267	32,727	32,972	32,462	31,097	34,383	30,391
	TOTAL	27,247	28,935	27,868	27,533	28,559	29,641	31,267	32,727	32,972	32,462	31,097	34,383	30,391
RN	Terra	0,792	0,792	0,787	0,752	0,738	0,724	0,733	0,713	0,721	0,710	0,701	0,691	0,738
	Mar	0,670	0,667	0,651	0,646	0,620	0,610	0,582	0,580	0,522	0,529	0,576	0,605	0,605
	TOTAL	1,462	1,459	1,438	1,398	1,358	1,334	1,315	1,293	1,243	1,239	1,277	1,296	1,343
SP	Mar	8,993	9,714	10,763	11,306	11,040	12,038	11,091	11,981	10,937	12,279	12,152	14,437	11,394
	TOTAL	8,993	9,714	10,763	11,306	11,040	12,038	11,091	11,981	10,937	12,279	12,152	14,437	11,394
SE	Terra	0,259	0,276	0,281	0,287	0,276	0,270	0,263	0,254	0,261	0,269	0,249	0,257	0,267
	Mar	1,883	2,638	2,761	2,794	2,676	2,717	2,735	2,730	2,727	2,631	2,577	2,721	2,633
	TOTAL	2,143	2,914	3,041	3,082	2,953	2,987	2,998	2,985	2,988	2,900	2,826	2,978	2,900
TOTAL ANO		80,356	83,248	83,409	82,857	84,537	86,565	87,877	90,907	88,931	92,685	91,695	95,148	87,351

Fonte: ANP

## PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR EMPRESAS

A Petrobras foi responsável, como operadora, por 92,2% da produção nacional de gás natural no ano de 2014, totalizando 29,4 bilhões de m<sup>3</sup> (média de 80,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia). As demais operadoras que atuam no setor petrolífero nacional produziram um total de 2,5 bilhões de m<sup>3</sup> (média de 6,8 mi-

lhões de m<sup>3</sup>/dia), o que correspondeu à 7,8% da média da produção diária nacional. As empresas nacionais, excluindo a Petrobras, produziram 2,0 bilhões de m<sup>3</sup> (média de 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia).

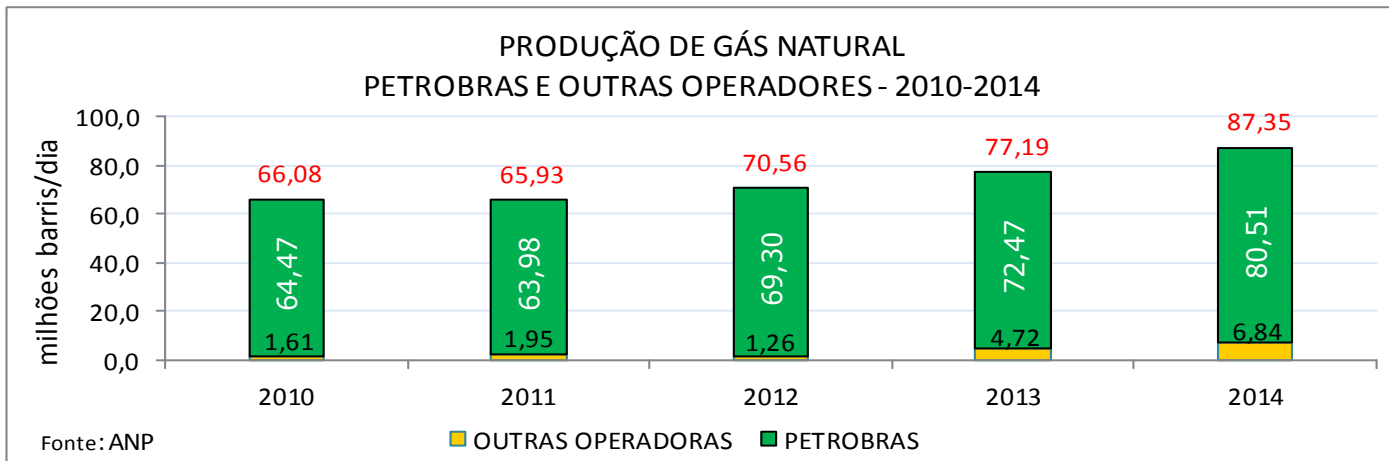


Gráfico 12: Evolução da produção de Gás Natural - Petrobras e outras operadoras - entre 2010 e 2014.

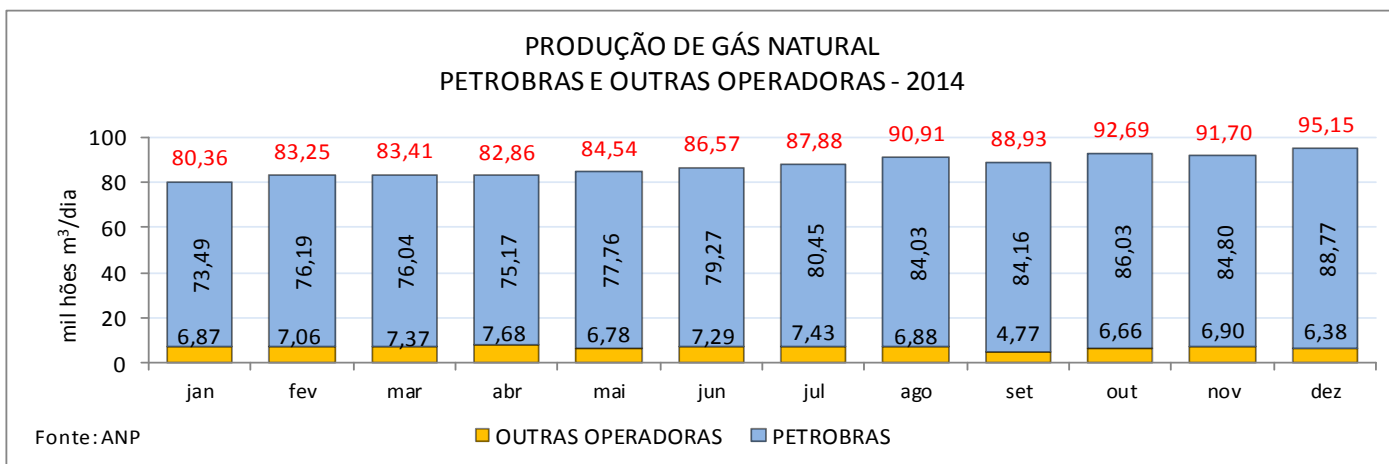


Gráfico 13: Produção de Gás Natural - Petrobras e outras operadoras - 2014

## PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO PRÉ-SAL

Desde a primeira descoberta na região do polígono do Pré-sal, ocorrida em 2006, e o início da exploração em setembro de 2010, os campos com reservatórios no pré-sal elevaram sua produção de gás natural de uma média diária de 1,9 milhões de m<sup>3</sup>, em setembro de 2010, para 667 milhões de m<sup>3</sup>, em dezembro de 2014. Essa evolução da produção, apenas oito anos após a primeira descoberta nessa região, comprova o elevado rendimento dos poços da camada pré-sal, com alguns deles produzindo mais de 1 milhão de m<sup>3</sup> de gás natural por dia.

Com a aplicação de novas tecnologias, o tempo médio de

perfuração e completação de novos poços vem sofrendo uma redução constante, com os trabalhos sendo executados em menos de 100 dias. Outro fato importante é que na Bacia de Santos, no ano de 2014, foi alcançado 100% de sucesso exploratório, sendo encontrado petróleo em todas as perfurações realizadas nessa área.

Essa produção representa um marco significativo na indústria do petróleo, especialmente porque os campos se situam em águas profundas e ultraprofundas.



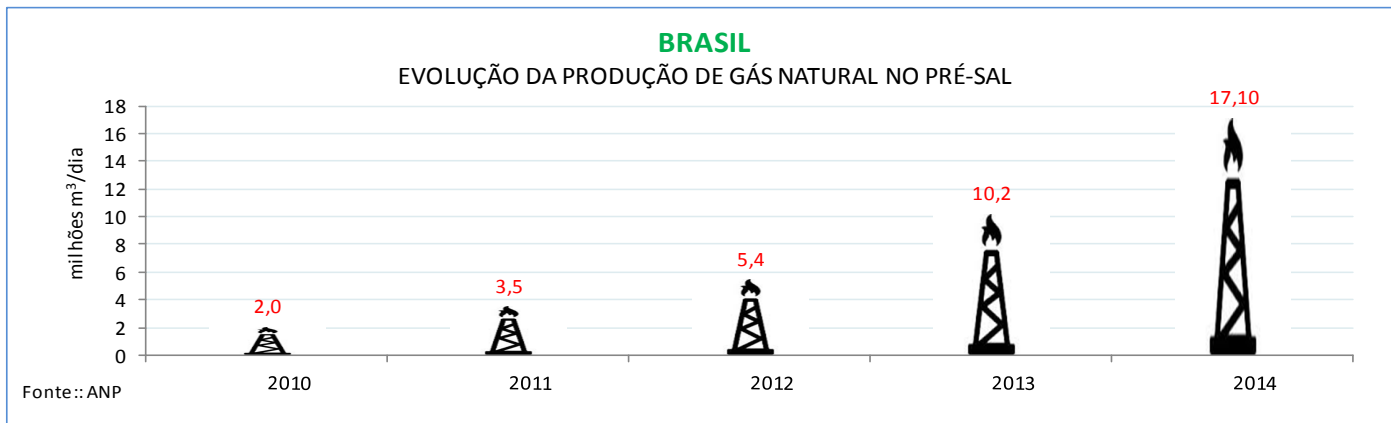


Gráfico 14: Evolução da produção de Gás Natural no Pré-sal - 2010/2014

Nos reservatórios do pré-sal foi registrada uma produção média diária de 17,1 milhões de m³ em 2014. Esse valor foi 68,2% superior à produção média diária de 2013.

Em dezembro ocorreu a produção diária recorde de 23,6 milhões de m³, com a exploração realizada por meio de 47 poços produtores.

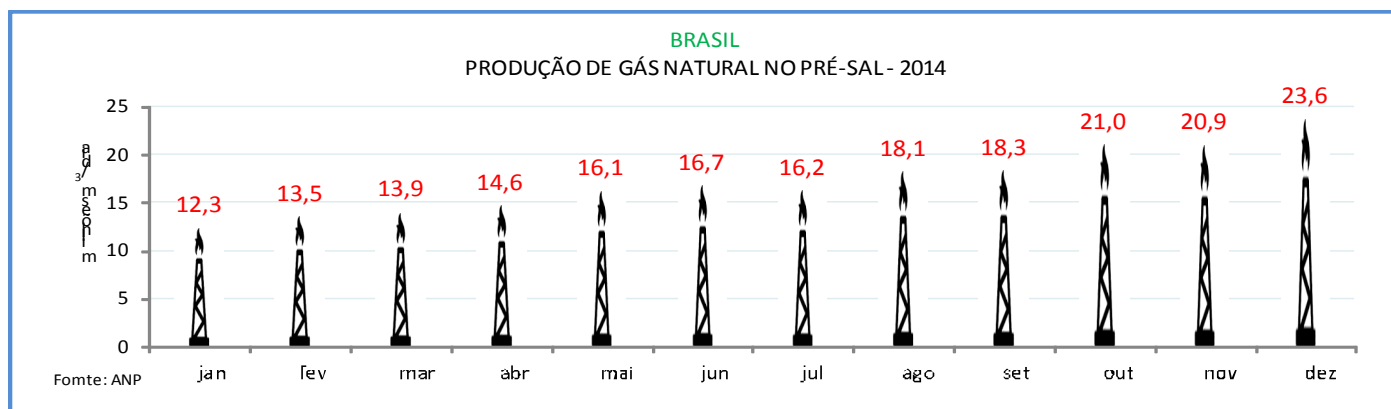


Gráfico 15: Produção de gás natural nos reservatórios do pré-sal em 2014.

## PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Tabela 14 - Produção de gás natural nos Estados - 2014.

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR ESTADO ( milhões m³/dia) - 2014														
UF	LOCAL	GÁS NATURAL POR ESTADO ( milhões m³/dia) - 2014												Média 2014
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AL	Terra	1,435	1,371	1,391	1,381	1,353	1,299	1,233	1,267	1,195	1,139	1,073	1,004	1,262
	Mar	0,225	0,220	0,226	0,222	0,175	0,207	0,217	0,215	0,211	0,206	0,179	0,206	0,206
	TOTAL	1,660	1,590	1,617	1,603	1,527	1,506	1,450	1,482	1,405	1,345	1,252	1,171	1,467
AM	Terra	12,560	12,465	12,241	12,320	12,688	12,681	12,876	13,058	13,453	13,351	13,441	13,483	12,885
	TOTAL	12,560	12,465	12,241	12,320	12,688	12,681	12,876	13,058	13,453	13,351	13,441	13,483	12,885
	TOTAL	12,560	12,465	12,241	12,320	12,688	12,681	12,876	13,058	13,453	13,351	13,441	13,483	12,885
BA	Terra	2,643	2,639	2,564	2,530	2,534	2,306	2,425	2,441	2,577	2,628	2,693	2,732	2,559
	Mar	6,056	6,107	5,900	5,917	5,835	6,033	5,872	5,908	5,917	5,807	5,945	5,825	5,927
	TOTAL	8,699	8,746	8,464	8,447	8,369	8,339	8,297	8,349	8,495	8,435	8,638	8,557	8,486
CE	Terra	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Mar	0,079	0,082	0,084	0,085	0,095	0,096	0,095	0,093	0,084	0,086	0,089	0,094	0,089
	TOTAL	0,080	0,083	0,085	0,086	0,096	0,097	0,096	0,094	0,086	0,087	0,090	0,095	0,090
ES	Terra	0,055	0,181	0,195	0,200	0,202	0,218	0,210	0,247	0,237	0,234	0,199	0,251	0,203
	Mar	11,546	11,150	11,602	10,830	12,474	12,277	12,698	13,169	13,790	15,135	15,167	13,748	12,799
	TOTAL	11,601	11,331	11,796	11,030	12,676	12,495	12,908	13,416	14,027	15,369	15,366	13,999	13,001
MA	Terra	5,910	6,011	6,095	6,051	5,271	5,447	5,579	5,521	3,327	5,219	5,556	4,749	5,395
	TOTAL	5,910	6,011	6,095	6,051	5,271	5,447	5,579	5,521	3,327	5,219	5,556	4,749	5,395
	TOTAL	5,910	6,011	6,095	6,051	5,271	5,447	5,579	5,521	3,327	5,219	5,556	4,749	5,395
RJ	Mar	27,247	28,935	27,868	27,533	28,559	29,641	31,267	32,727	32,972	32,462	31,097	34,383	30,391
	TOTAL	27,247	28,935	27,868	27,533	28,559	29,641	31,267	32,727	32,972	32,462	31,097	34,383	30,391
	TOTAL	27,247	28,935	27,868	27,533	28,559	29,641	31,267	32,727	32,972	32,462	31,097	34,383	30,391
RN	Terra	0,792	0,792	0,787	0,752	0,738	0,724	0,733	0,713	0,721	0,710	0,701	0,691	0,738
	Mar	0,670	0,667	0,651	0,646	0,620	0,610	0,582	0,580	0,522	0,529	0,576	0,605	0,605
	TOTAL	1,462	1,459	1,438	1,398	1,358	1,334	1,315	1,293	1,243	1,239	1,277	1,296	1,343
SP	Mar	8,993	9,714	10,763	11,306	11,040	12,038	11,091	11,981	10,937	12,279	12,152	14,437	11,394
	TOTAL	8,993	9,714	10,763	11,306	11,040	12,038	11,091	11,981	10,937	12,279	12,152	14,437	11,394
	TOTAL	8,993	9,714	10,763	11,306	11,040	12,038	11,091	11,981	10,937	12,279	12,152	14,437	11,394
SE	Terra	0,259	0,276	0,281	0,287	0,276	0,270	0,263	0,254	0,261	0,269	0,249	0,257	0,267
	Mar	1,883	2,638	2,761	2,794	2,676	2,717	2,735	2,730	2,727	2,631	2,577	2,721	2,633
	TOTAL	2,143	2,914	3,041	3,082	2,953	2,987	2,998	2,985	2,988	2,900	2,826	2,978	2,900
TOTAL ANO		80,356	83,248	83,409	82,857	84,537	86,565	87,877	90,907	88,931	92,685	91,695	95,148	87,351

A produção média diária de gás natural em 2014 é apresentada na Tabela 14. Os maiores estados produtores são: Rio de Janeiro (34,8%), Espírito Santo (14,9%), Amazonas (14,8%) e São Paulo (13%). Por localização, em mar, os estados com maior produção foram: RJ (47,5%); ES (20%) e SP(17,8%) e em terra: AM (55,3%), MA (23,1%) e BA (11%).

## IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO PETRÓLEO

Nos últimos dez anos (2005-14), as exportações de petróleo apresentaram uma elevação de 89%, passando de uma média diária de 274,5 mil barris em 2005 para 518,9 mil barris em 2014. Tal desempenho nas exportações rendeu ao País a receita de US\$ 130,7 bilhões (US\$ FOB) nesse período.

Em 2005 foram importados uma média diária de 378,7 mil barris, subindo para 395 mil barris em 2014. O dispêndio nessas importações foram de US\$ 124,5 bilhões (US\$ FOB), apresentando um superávit para o País de US\$ 6,2 bilhões.

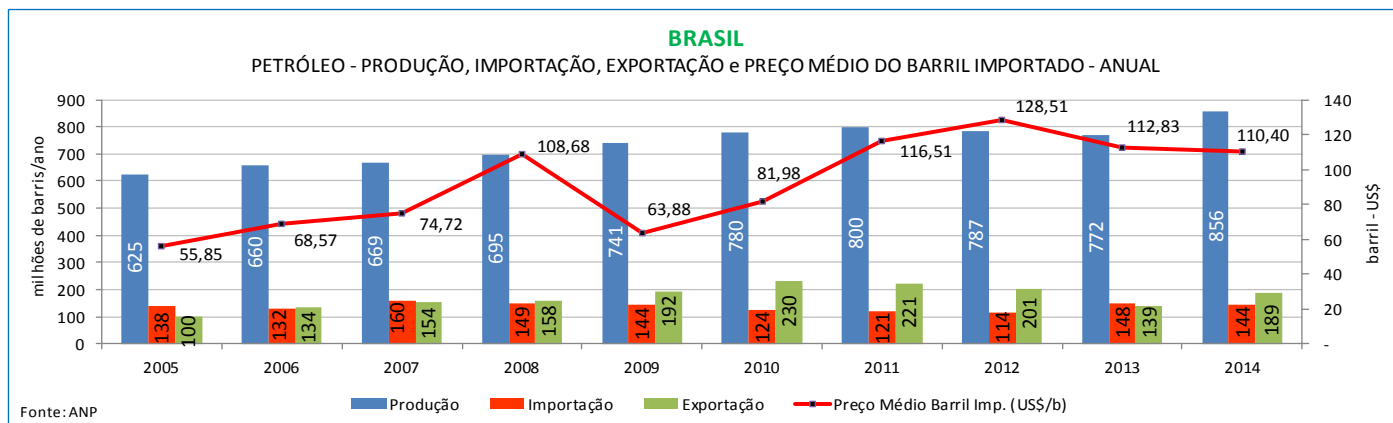


Gráfico 16: Evolução da Produção, Exportação e Importação de Petróleo e preço médio do barril importado - 10 anos.

Em 2014 foram exportados uma média diária de 518,9 mil barris de petróleo. Essas exportações somaram à balança comercial brasileira o montante de US\$ 16,4 bilhões (US\$ FOB), superior à 26,2% do valor exportado no ano de 2013.

O petróleo brasileiro é exportado principalmente para os Estados Unidos e China. Por outro lado, as importações cresceram 4,3% no período de 10 anos, resultando na média diária de 395 mil barris em 2014, o equivalente a 16,7%

da produção nacional no período. Se comparado ao ano de 2013, as importações de 2014 foram 2,5% inferiores.

Em 2014, o dispêndio com as importações foi de US\$ 15,8 bilhões. O Brasil importa petróleo do tipo leve principalmente da Nigéria, Arábia Saudita e Argélia, que é misturado ao nacional para atender às especificações de seu parque de refino.

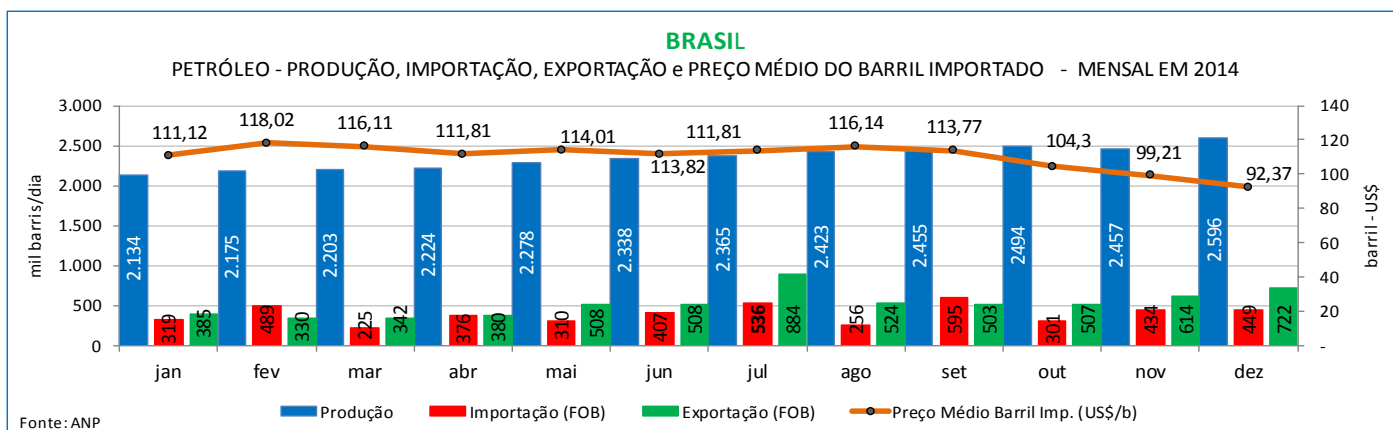


Gráfico 17: Evolução da Produção, Exportação e Importação de Petróleo e preço médio do barril importado em 2014.

## GÁS NATURAL

Nos últimos dez anos as importações de gás natural (2005-14) cresceram 78%, passando de uma média diária de 26,8 milhões de m³ em 2005 para 47,7 milhões de m³ em 2014. Essa elevação foi motivada, principalmente, pelo consumo para geração de energia elétrica por meio das usinas termelétricas a gás. O gás natural importado representava, em 2005, 50,8% da produção nacional, sendo que em 2014 essas importações representaram 54,5%, mesmo com o cres-

cimento da produção nacional nesse período, que foi de 87,9%.

O dispêndio com as importações desse energético nos últimos 10 anos passou de US\$ 1 bilhão no ano de 2005, para US\$ 7,1 bilhões no ano de 2014, representando um aumento de 710% no período.

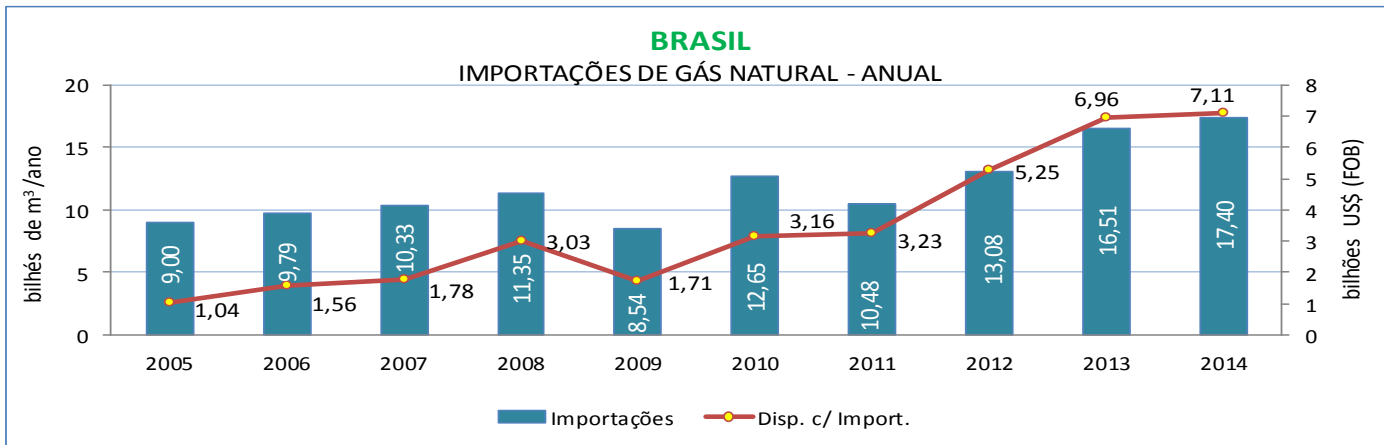


Gráfico 18: Importação de gás natural nos últimos 10 anos.

Em 2014 as importações de gás natural totalizaram 17,4 bilhões de m³, com uma média diária de 47,5 milhões de m³. No mês de julho ocorreu a maior média diária de importação, quando foi registrado o volume diário de 65,8 milhões de m³.

O dispêndio total com essas importações de gás natural no ano de 2014 somou US\$ 7,1 bilhões (US\$ FOB), e foi 2,1% maior que o registrado no ano de 2013. Como mencionado anteriormente, a elevação das importações de gás natural nesse período deveu-se, basicamente, ao maior despacho de usinas termelétricas. O gás natural importado em 2014 foi fornecido pela Bolívia pelo gasoduto GASBOL (63,4%) e por Trinidad Tobago do tipo Gás Natural Liquefeito (GNL) (38,5%).

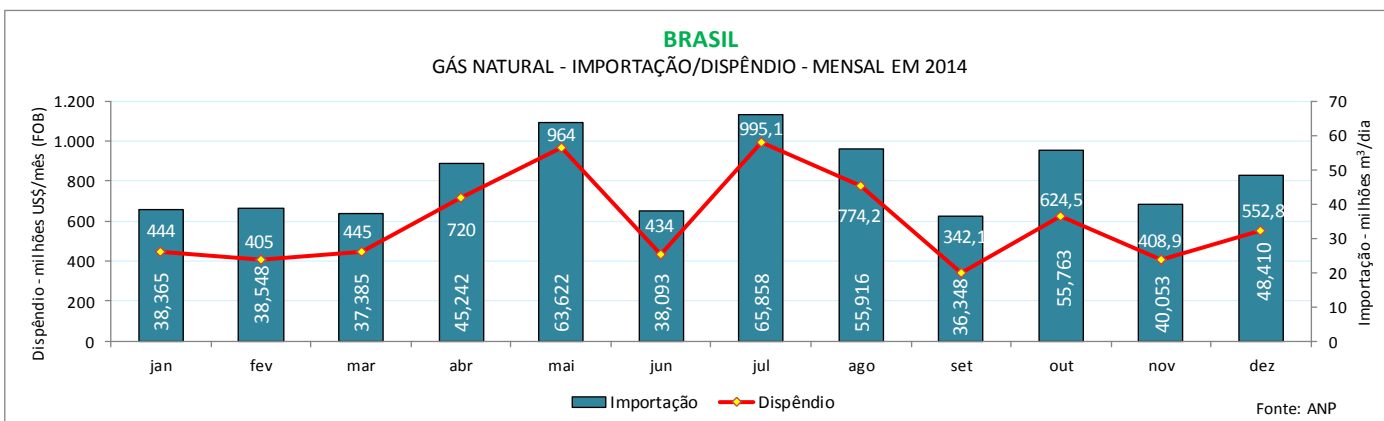


Gráfico 19: Gás natural - importação/dispêndio - 2014

## PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Por definição, as Participações Governamentais são pagamentos a serem realizados pelos concessionários pelas outorgas relativas à exploração e produção de petróleo ou gás natural no País, conforme previsto na Lei 9.478, de 1997. Tais valores incluem Bônus de Assinatura, Royalties, Participação Especial e ainda o pagamento pela ocupação ou retenção de área.

O Bônus de Assinatura corresponde ao montante ofertado pelo licitante vencedor em rodadas de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo ou gás natural.

Os Royalties constituem compensação financeira devida pelos concessionários pela produção de petróleo ou gás natural,

e são pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção (Decreto nº 2.705/1998 - Art. 11º).

A Participação Especial (PE) constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários pela produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, que é paga com relação a cada campo de uma dada área de concessão, com período de apuração trimestral a partir do início da respectiva produção (Decreto nº 2.705/1998 - Art. 21).

As Participações Governamentais (PG) da União, Estados e Municípios totalizaram R\$ 220,1 bilhões nos últimos 10 anos (2005-2014). Desse total, R\$ 115,6 bilhões (52,5%) corresponderam às Participações Especiais (PE) e R\$ 92,2 bilhões (47,5%) aos Royalties.

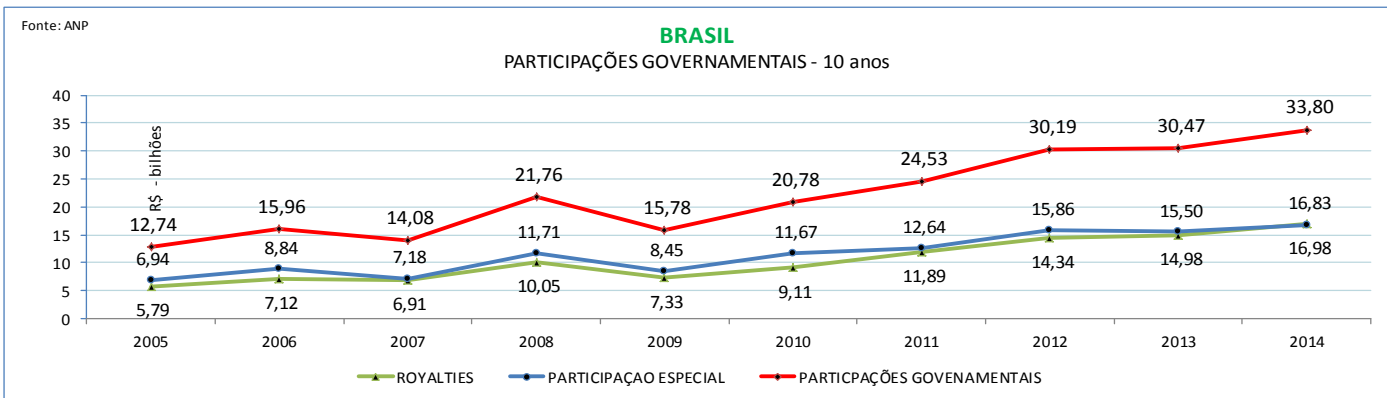


Gráfico 20: Participações Governamentais: 2005—2014

No ano de 2014 foi arrecadado um total de R\$ 33,8 bilhões em Participações Governamentais, sendo R\$ 17 bilhões referentes aos Royalties e R\$ 16,9 bilhões referentes às Participações Especiais. O valor total arrecadado em 2014 foi 10,9% superior ao ano de 2013. Os Royalties e as Participações Especiais cresceram, respectivamente, 13,4% e 8,6%.

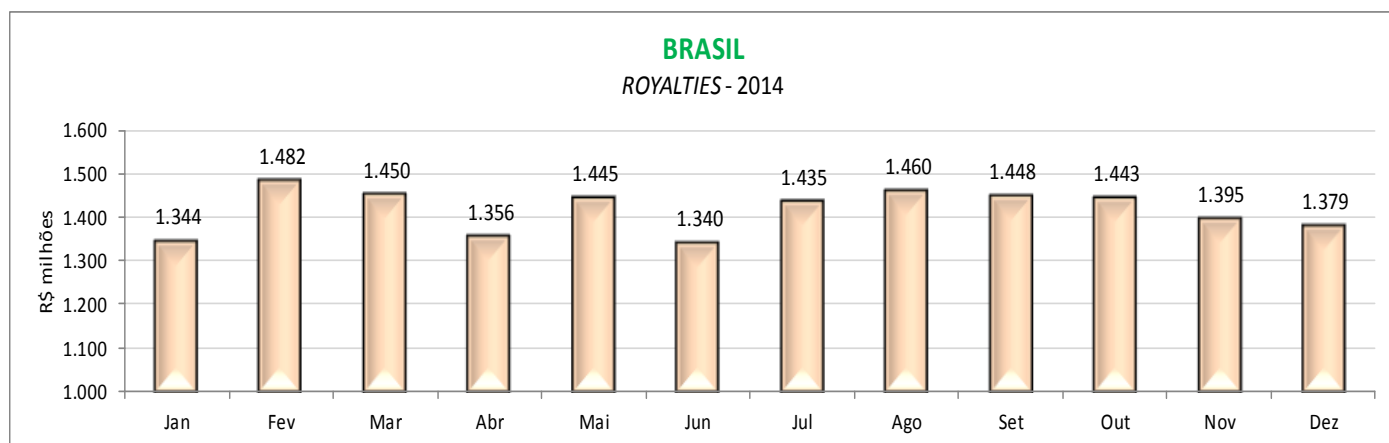


Gráfico 21 - Evolução da arrecadação de Royalties em 2014.

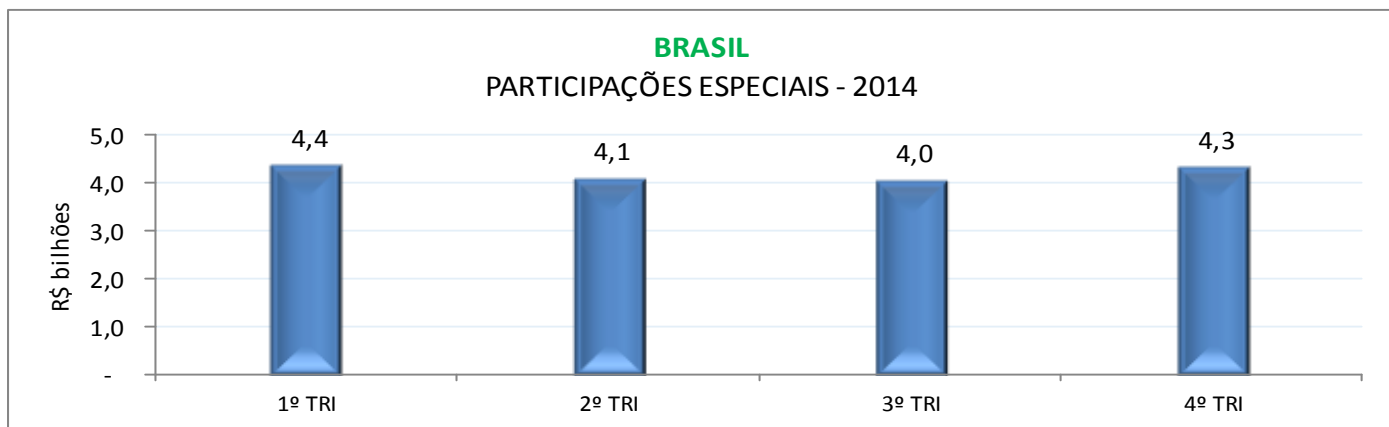


Gráfico 22 - Participações Especiais por trimestre, em 2014.

A Tabela 15 mostra os valores arrecadados para os Royalties e PE, e os preços do petróleo (em m<sup>3</sup>, barris e Brent) e a taxa de câmbio referente ao ano de 2014.

Tabela 15 - Participações Governamentais (Royalties e Participações Especiais em R\$ milhões) e Variáveis Mensais

ROYALTIES (R\$ MILHÕES)													
Beneficiários	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	TOTAL 2014
União	413,262	455,936	446,968	414,218	444,069	412,436	442,972	449,821	444,026	443,296	428,506	423,723	5.219,231
Estados	433,140	477,325	468,728	437,639	465,948	431,445	460,024	467,680	465,246	462,196	445,617	440,949	5.455,936
Municípios	498,028	548,869	534,071	503,877	534,937	496,043	532,458	542,161	539,083	537,356	520,616	514,449	6.301,949
<b>TOTAL</b>	<b>1.344</b>	<b>1.482</b>	<b>1.450</b>	<b>1.356</b>	<b>1.445</b>	<b>1.340</b>	<b>1.435</b>	<b>1.460</b>	<b>1.448</b>	<b>1.443</b>	<b>1.395</b>	<b>1.379</b>	<b>16.977,116</b>
PARTICIPÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)													
Beneficiários	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
União		2.184,293			2.045,600			2.020,817				2.163,05	8.413,762
Estados		1.747,435			1.636,480			1.616,654				1.730,44	6.731,010
Municípios		436,859			409,120			404,163				432,61	1.682,752
<b>TOTAL TRIMESTRE</b>		<b>4.368,586</b>			<b>4.091,200</b>			<b>4.041,635</b>				<b>4.326,104</b>	<b>16.827,525</b>
VARÁVEIS MENSIAIS													
Variáveis	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Petróleo (R\$/m <sup>3</sup> )	1.451,550	1.446,070	1.397,970	1.311,260	1.348,050	1.391,060	1.328,740	1.291,710	1.274,080	1.187,070	1.083,670	889,140	1.283,364
Petróleo (US\$/bbl)	96,900	96,480	95,580	93,400	96,530	98,960	94,960	90,570	86,850	77,110	67,630	53,570	87,378
Brent Dated (US\$/bbl)	108,250	108,870	107,540	107,630	109,610	111,650	106,640	101,610	97,300	87,400	78,890	62,530	98,993
Gas Natural (R\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	643,580	745,680	625,390	577,710	563,290	564,880	539,820	514,690	535,760	511,840	531,810	450,750	567,100
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	2,380	2,380	2,330	2,230	2,220	2,230	2,220	2,270	2,330	2,450	2,550	2,640	2,353



As tabelas 16 a 20, apresentadas na sequência, mostram as arrecadações da Participações Governamentais no ano de 2014 para os vários entes governamentais e para os estados, assim como os maiores campos pagadores de royalties e participações especiais.

Tabela 16 - Participações Governamentais 2014

BENEFICIÁRIO	ROYALTIES (R\$)	PARTICIPAÇÃO ESPECIAL (R\$)
ESTADOS	5.455.936,36	6.731.009,80
MUNICÍPIOS	6.301.948,69	1.682.752,40
COMANDO DA MARINHA	2.298.018,51	
MIN. DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA	1.625.591,21	
FUNDO SOCIAL	1.295.621,20	1.646.378,10
FUNDO ESPECIAL	1.480.961,05	
EDUCAÇÃO E SAÚDE	33.677,94	
MIN. DE MINAS E ENERGIA		5.413.907,30
MIN. DO MEIO AMBIENTE		1.353.476,80

Tabela 17 - Part. Governamentais por Estado - 2014

ESTADO	ROYALTIES (R\$)	PARTICIPAÇÃO ESPECIAL (R\$)
AL	36.992,81	
AM	228.724,34	69.976,10
BA	260.236,06	10.327,90
CE	17.435,53	
ES	837.617,49	936.944,90
MA	48.605,04	
PR	8.485,69	
RJ	3.213.771,45	5.492.211,70
RN	275.422,15	19.977,50
SE	166.782,58	11.919,60
SP	361.863,20	187.474,40

Tabela 18 - Dez maiores campos terrestres pagadores de Royalties - 2014

CAMPO	Petróleo (mil m <sup>3</sup> )	Gás Natural (mil m <sup>3</sup> )	Royalty 5%	Royalty >5%	TOTAL (R\$ mil)
LESTE DO URUCU	77	87.037	5.837	5.837	11.674
CANTO DO AMARO	90	833	4.240	4.240	8.480
CARMOPOLIS	86	5.453	3.726	3.726	7.453
RIO URUCU	49	56.716	3.699	3.699	7.398
GAVIÃO REAL	0	147.136	2.521	2.521	5.043
ARACAS	30	6.058	1.693	1.456	3.149
ESTREITO	41	163	1.917	1.189	3.106
MIRANGA	9	22.335	1.019	1.019	2.037
BURACICA	21	127	1.066	917	1.983
SIRIRIZINHO	24	870	1.009	867	1.876

Tabela 19 - Dez maiores campos marítimos pagadores de Royalties - 2014.

CAMPO	Petróleo (mil m <sup>3</sup> )	Gás Natural (mil m <sup>3</sup> )	Royalty 5%	Royalty >5%	TOTAL (R\$ mil)
RONCADOR	1.634	197.693	73.115	73.115	146.230
LULA	1.154	132.696	57.056	57.056	114.112
MARLIM SUL	1.028	119.153	45.099	45.099	90.198
MARLIM	978	79.357	42.434	42.434	84.867
JUBARTE	920	121.614	39.365	39.365	78.730
SAPINHOÁ	727	100.660	35.070	35.070	70.141
MARLIM LESTE	543	60.125	24.787	24.787	49.574
BARRACUDA	421	36.166	19.010	19.010	38.020
BALEIA AZUL	325	68.496	17.271	17.271	34.543
PEREGRINO	363	2.911	17.154	17.154	34.308

Tabela 22 - Dez maiores campos pagadores de Participação Especial - 2014 (R\$).

CAMPOS	1ª T	2ª T	3ª T	4ª T	TOTAL
Roncador	1.024.865.232,00	949.863.034,00	1.135.423.760,15	915.953.405,18	4.026.105.431,33
Marlim Sul	1.142.729.566,96	953.020.170,60	848.632.495,39	466.481.781,94	3.410.864.014,89
Lula	583.344.287,98	394.678.971,08	597.620.477,14	558.790.422,71	2.134.434.158,91
Jubarte	359.991.315,09	484.252.369,48	457.113.353,19	400.303.711,65	1.701.660.749,41
Marlim	358.734.392,55	479.208.829,86	474.886.394,78	236.378.907,66	1.549.208.524,85
Marlim Leste	254.269.711,09	251.598.762,85	276.938.501,26	156.554.778,69	939.361.753,89
Barracuda	168.991.476,16	150.787.149,27	111.330.775,55	61.531.252,99	492.640.653,97
Sapinhoá		43.769.353,72	80.309.228,37	199.255.380,84	323.333.962,93
Bauna	13.229.822,82	116.889.275,46	106.332.194,96	31.098.914,62	267.550.207,86
Peregrino	28.066.926,48	55.414.209,43	51.073.192,64	25.700.123,67	160.254.452,22

## LEGISLAÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

### PETRÓLEO

**Lei no. 12.351/2010** - Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no. 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

**Lei no. 12.276/2010** - Autoriza a União a ceder onerosamente a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal.

**Lei no. 9.478/1997 (Lei do Petróleo)** - Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

**Lei no. 8.001/1990** - Define os percentuais da distribuição da compensação financeira que trata a Lei no. 7.990 de 28 de dezembro de 1989.

**Lei no. 7.990/1989** - Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo e gás natural.

**Decreto no. 2.705/1998** - Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei no. 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

**Decreto no. 01/1991** - Regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei no. 1.990 de 28 de dezembro de 1989.

### GÁS NATURAL

**Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás)** - Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

**Decreto nº 7.382/2010** - Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei n.º 11.909, de 04mar2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

#### Lista de Abreviaturas

b/d: barris por dia  
 bbl: barris  
 boe: barris de óleo equivalente  
 LGN: Líquido de Gás Natural  
 Mm³: milhões de metros cúbicos

#### Sítios Eletrônicos Consultados

<http://www.mme.gov.br>  
<http://www.anp.gov.br>  
<http://www.brasil-rounds.gov.br>  
<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

<b>Equipe do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - DEPG</b>  <b>Diretor:</b> José Botelho Neto	<b>Coordenadores:</b> Clayton de S. Pontes, Lauro D. Bogniotti, Adriano G. de Sousa	<b>Analistas de Infraestrutura:</b> Diogo S. Baleeiro, João Batista S. Flausino, Jackeline G. de Oliveira
	<b>Especialista em Políticas Públicas:</b> Antônio Henrique G. Ramos	<b>Secretária:</b> Ana Paula de S. Severiano