



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Programa de Trabalho da CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Assunto: Receitas patrimoniais – originárias – decorrentes da exploração de petróleo e gás natural (royalties e participações especiais).
Fundamento constitucional: art. Art. 20, § 1ª da CF/88.

Preliminares.

1. **ROYALTIES**

Os royalties são uma **compensação financeira** devida à União aos estados, ao DF, e aos municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro.

Os **royalties incidem sobre o valor da produção mensal do campo e são recolhidos mensalmente** pelas empresas concessionárias até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção.

A União, através da Secretaria do Tesouro Nacional, **repassa os royalties aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP**, de acordo com o estabelecido pelas Leis nº 9.478/1997 e nº 7.990/1989, que são regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/1998 e nº 1/1991.

O valor a ser pago pelas concessionárias é obtido multiplicando-se três fatores:

- i. Percentual dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 15%;
- ii. Produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
- iii. Preço de referência destes hidrocarbonetos no mês (Decreto nº 2.705/1998 alterado pelos Decretos nºs 9.042/2017, 9.302/2018 e 10.078/2019)



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Assim, é essencial compreender-se que os conceitos de *royalties* não podem ser confundidos com tributos: nem impostos, nem taxas, nem contribuições. A Constituição da República, em seu art. 20, ao dispor sobre as propriedades da União, assegurou aos Estados essa compensação financeira. Cuida-se, pois, de receita originária do Estado do Rio de Janeiro, a qual absolutamente nada tem a ver com Direito Tributário.

Como se constituem em receita originária do Estado do Rio de Janeiro, os *royalties* estão sujeitos à fiscalização disciplinada pela Lei fluminense nº 5.139/2007, cuja constitucionalidade foi definitivamente reconhecida pelo Supremo Tribunal Federal, exceto nos trechos em que pretendeu dar feição tributária a essa fiscalização.

O poder de investigação desta Comissão Parlamentar de Inquérito é amplo sobre: **a)** a análise das receitas compensatórias da exploração de petróleo e gás, em função de série histórica das produções e dos repasses efetivados ao Estado do Rio de Janeiro e seus Municípios, promovendo cotejos, inclusive com o segundo bimestre de 2021. **b)** a apuração do pagamento pelas concessionárias exploradoras de petróleo de valores referentes às participações especiais, de seus preços de referência e de outros elementos pertinentes; **c)** os abatimentos com as respectivas a metodologias de cálculos aplicadas pelas concessionárias exploradoras de petróleo.

Em síntese:¹

- Royalties = percentual x valor da produção
- Valor da produção = (V petróleo X P petróleo) + (V gn x P gn)

Onde:

¹ Extraído do site da ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Royalties = valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$;

Percentual = o previsto no contrato de concessão do campo;

V petróleo = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m³;

P petróleo = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³; e

P gn = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³.

1.1. Dispositivos legais importantes que tratam da distribuição dos royalties:

Lei 9.478/97:

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.

(...)



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

§ 8o **Eventual adesão do Estado ao Regime de Recuperação Fiscal** previsto na Lei Complementar nº 159, de 19 de maio de 2017, **não poderá afetar a transferência dos direitos e receitas sobre os royalties** para a conta bancária específica de titularidade do investidor ou da entidade representativa dos interesses do investidor referida no § 6o deste artigo, até o integral cumprimento da obrigação assumida.

(...)

Art. 48. A parcela do valor dos royalties, previstos no contrato de concessão, **que representar 5% da produção**, correspondente ao montante mínimo referido no § 1o do art. 47, será distribuída segundo os seguintes critérios:

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

- a) 70% (setenta por cento) aos Estados onde ocorrer a produção;*
- b) 20% (vinte por cento) aos Municípios onde ocorrer a produção; e*
- c) 10% (dez por cento) aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;*

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva:

- a) 20% (vinte por cento) para os Estados confrontantes:*
- b) 17% (dezessete por cento) para os Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas, conforme definido nos arts. 2o, 3o e 4o da Lei no 7.525, de 22 de julho de 1986;*
- c) 3% (três por cento) para os Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP;*
- d) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal (...);*
- e) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios (...)*



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

f) 20% (vinte por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.

(...)

Art. 49. A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição:

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP

d) 25% (vinte e cinco por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

a) 20% (vinte por cento) para os Estados confrontantes;

b) 17% (dezessete por cento) para os Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas;

c) 3% (três por cento) para os Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios:

e) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios:



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

f) 20% (vinte por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo. (...).

1.2. Com base em tais regras, a distribuição de royalties, por Estado, em fevereiro de 2021, e o acumulado no ano, atingiram os seguintes valores:²

Distribuição: fevereiro/2021 (Produção: dezembro/2020)

BENEFICIÁRIOS	VALOR (R\$)			
	Royalties até 5%	Royalties excedentes a 5%	Total	Acumulado em 2021
ESTADOS				
ALAGOAS	1.039.191,12	660.185,98	1.699.377,10	3.265.038,03
AMAZONAS	10.480.913,73	7.763.159,65	18.244.073,38	35.248.417,81
BAHIA	8.220.179,46	5.026.912,90	13.247.092,36	24.888.904,76
CEARA	177.874,87	74.852,35	252.727,22	472.137,41
ESPIRITO SANTO	24.858.601,48	19.911.842,78	44.770.444,26	95.568.769,99
MARANHAO	4.258.815,26	3.184.328,03	7.443.143,29	15.036.889,42
PARANA	688.840,43	-	688.840,43	1.290.192,79
RIO DE JANEIRO	259.985.293,87	196.609.398,23	456.594.692,10	852.739.517,39

² Extraído do site da ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>



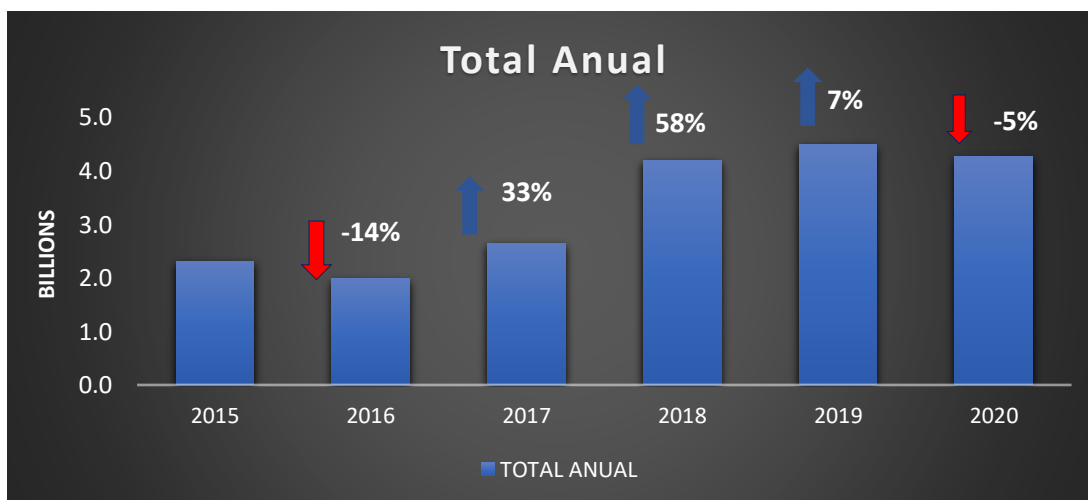
CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

RIO GRANDE DO NORTE	9.048.849,91	5.561.005,81	14.609.855,72	27.478.061,89
SAO PAULO	32.358.811,30	24.499.626,06	56.858.437,36	106.816.901,29
SERGIPE	2.328.742,98	1.642.232,25	3.970.975,23	7.588.601,44
TOTAL	353.446.114,41	264.933.544,04	618.379.658,45	1.170.393.432,22

Fonte: ANP.

Desta maneira, o gráfico abaixo representa o somatório mensal do valor dos royalties distribuídos para o estado do Rio de Janeiro. Inicialmente se coletou dados referentes a 2015 – 2020, em uma segunda análise, são observados dados referentes a uma série histórica mais abrangente, com dados para o período de 2010 – 2020. Exposto isto, observa-se a partir de 2017 um crescimento nas variações do recolhimento dos royalties para o estado do Rio de Janeiro, no entanto, no ano de 2020, comparado aos valores do ano anterior, ocorre uma queda dessas arrecadações. Assim, há uma diminuição de arrecadações com royalties no ano de 2020 em cerca de 5%.

Figura 1: Arrecadação Royalties (2015-2020)



Fonte: ANP, 2021.



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Analisando para a série completa (2010 - 2020), observa-se uma queda na arrecadação no ano de 2015, voltando a se recuperar em 2017. Como já mencionado, no ano de 2020 ocorre novamente uma redução da arrecadação com royalties.

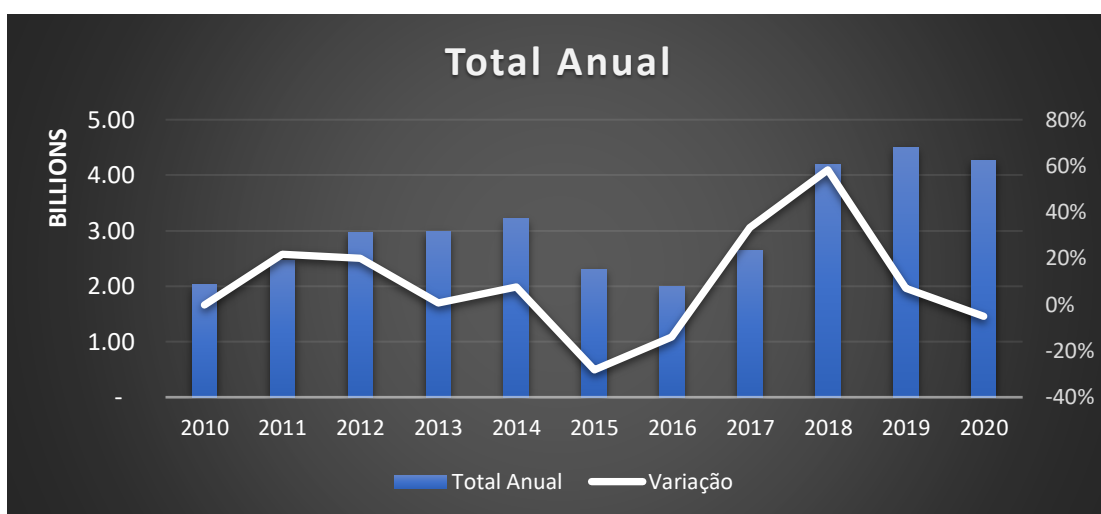


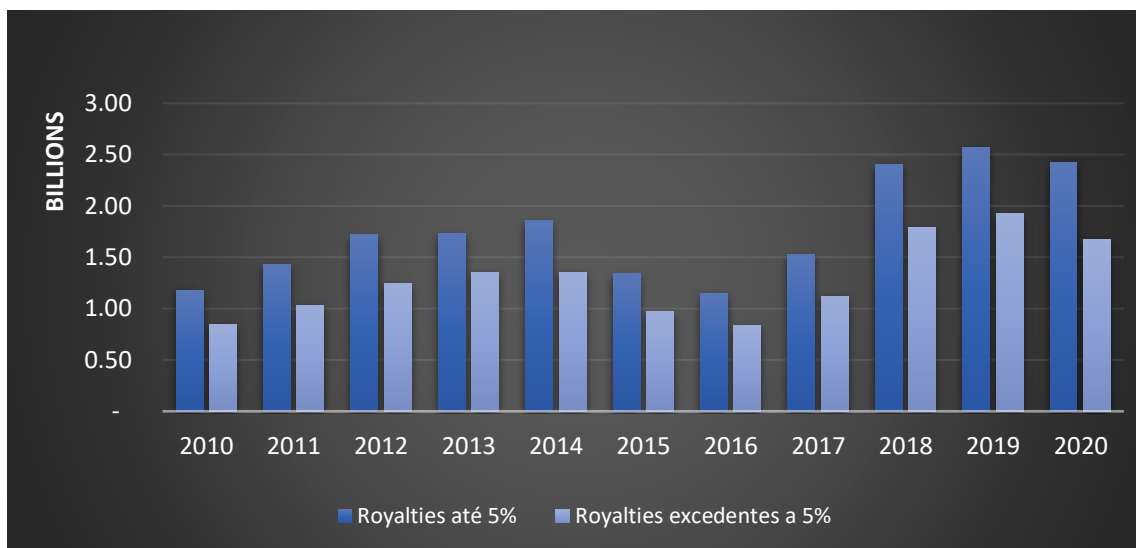
Figura 2: Arrecadação Royalties (2010-2020) Fonte: ANP, 2021.

Comparando as contribuições da totalidade dos Royalties destinados ao ERJ, dividiu-se a análise para os Royalties até 5% e Royalties excedentes a 5%. Observou-se que, as arrecadações com os Royalties até 5% representam, em média, um valor de aproximadamente 30% superior as contribuições dos Royalties excedentes a 5%. Com destaque para o ano de 2020, onde esta variação chega a ser de 45%, mesmo 2020 não sendo o ano de maior arrecadação com Royalties, sendo este, o ano de 2019.



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Figura 3: Royalties até 5% e Royalties excedente a 5%



Fonte: ANP, 2021.

2. PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS

A participação especial é uma **compensação financeira extraordinária** devida pelas concessionárias de exploração e produção de petróleo ou gás natural para **campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.**

Para apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, **percentuais progressivos**, que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada, são aplicadas **sobre a receita bruta da produção trimestral de cada campo, deduzidos os royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos**, (art. 50, § 1º, da Lei 9.478/97).



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Atualmente, de modo geral, a distribuição da participação especial ocorre da seguinte forma:

- 50% para União;
- 40% aos estados confrontantes; e
- 10% aos municípios confrontantes.

2.1. Apuração e cálculo da Participação Especial

A forma de apuração e o cálculo das participações especiais (PE) está definida no Decreto 2.705/98 (arts. 21/26) e na Resolução da ANP nº 12/14³, tendo como base a Lei 9.478/97 (art. 50/52).

De acordo com os arts. 21 e 22 do Decreto 2.705/98, a PE será paga, **“com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção”**. Ainda conforme o referido decreto, **“serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada”**.

Percebe-se, assim, **que o cálculo leva em conta três fatores principais: i) o tempo decorrido desde o início da produção; ii) o volume de produção; e iii) o local de exploração (onshore ou offshore)**.

As tabelas e os respectivos percentuais progressivos estão previstos no art. 22, § 2º do Decreto 2.705/98:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm

³ <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=265923>



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

A Resolução da ANP nº 12/14, por sua vez, complementando o decreto referido acima, traz os conceitos técnicos e contábeis necessários à apuração e cálculo das PE.

Nesse contexto, as principais definições estabelecidas pela norma da ANP (Resolução nº 12/14) em questão são:

- **Base de cálculo:** *“A base de cálculo da participação especial, relativa a cada campo de uma área de concessão, é a receita líquida da produção de petróleo e gás natural do campo no período-base de incidência. A receita líquida da produção de cada campo, no período-base de incidência, é a receita bruta da produção do campo, no mesmo período-base, ajustada pelas adições prescritas e pelas deduções autorizadas em lei”.*
- **Período-Base de Aplicabilidade:** *É o trimestre do ano civil. “O período-base da primeira apuração da receita líquida da produção compreenderá o prazo desde a data de início da produção do campo até o último dia do trimestre do ano civil”.*
- **Receita Bruta da Produção no Período-Base:** *“Consoante a fórmula seguinte, a receita bruta da produção de um dado campo, no período-base, será determinada pela adição do somatório dos produtos dos volumes de produção fiscalizada mensais de petróleo pelos seus respectivos preços de referência mensais com o somatório dos produtos dos volumes de produção fiscalizada mensais de gás natural pelos seus respectivos preços de referência mensais, sendo tais volumes e preços mensais relativos aos meses do período-base”*



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

$$\mathbf{RBP} = \mathbf{VPFp1} \times \mathbf{Pp1} + \mathbf{VPFp2} \times \mathbf{Pp2} + \mathbf{VPFp3} \times \mathbf{Pp3} + \mathbf{VPFg1} \times \mathbf{Pg1} + \mathbf{VPFg2} \times \mathbf{Pg2} + \mathbf{VPFg3} \times \mathbf{Pg3}$$

Onde:

RBP - é a receita bruta de produção do campo no período-base, em reais;

VPFp1, VPFp2 e VPFp3 - são os volumes de produção fiscalizada de petróleo do campo, respectivamente, no primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pp1, Pp2 e Pp3 - são os preços de referência do petróleo produzido no campo, respectivamente, no primeiro, segundo e terceiro mês do período-base, em reais por metro cúbico;

VPFg1, VPFg2 e VPFg3 - são os volumes de produção fiscalizada de gás natural do campo, respectivamente, no primeiro, segundo e terceiro mês do período-base, em metros cúbicos;

Pg1, Pg2 e Pg3 - são os preços de referência do gás natural produzido no campo, respectivamente, no primeiro, segundo e terceiro mês do período-base, em reais por metro cúbico.

Medição da Produção Fiscalizada

OBS: os volumes mensais de produção de petróleo e gás natural, de cada campo, serão medidos nos respectivos **pontos de medição da produção** e referidos à condição padrão de medição em que a pressão absoluta é 0,101325 Mpa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é 20°C (vinte graus Celsius).



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

OBS: Os pontos de medição da produção serão obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão.

- **Deduções:** *“Em cada período-base, poderão ser deduzidos da receita bruta da produção, para fins de apuração da respectiva receita líquida da produção:*

*I - os **gastos** incorridos pelo concessionário **nas atividades de exploração** das jazidas de petróleo e gás natural e **de perfuração** de poços na área de concessão;*

*II - os **gastos** incorridos pelo concessionário nas **atividades de desenvolvimento e de produção** dos campos petrolíferos na área de concessão;*

*III - os **valores provisionados** pelo concessionário, **com prévia anuência da ANP**, para cobrir as **despesas futuras com o abandono e a restauração ambiental** da área do campo;(descomissionamento).*

*IV - os **gastos efetivamente incorridos** pelo concessionário em **operações de abandono de poços e desmobilização de instalações durante a fase de produção**, inclusive com gastos com a nacionalização dos equipamentos admitidos temporariamente no país, quando tais gastos não forem incluídos nos valores provisionados referidos no inciso anterior. (**descomissionamento e nacionalização**).*

§ 1º Os gastos de que trata o inciso I poderão ser acumulados e integralmente amortizados na apuração da receita líquida da produção, a partir da data de início da produção, em qualquer período-base, a critério do concessionário. (abate quando desejar)



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

§ 2º São consideradas atividades de desenvolvimento as executadas na etapa de desenvolvimento, que terá como marco inicial a data de apresentação da declaração de comercialidade.

§ 3º Na ocorrência de gastos da atividade de desenvolvimento da produção realizados antes da etapa de desenvolvimento, estes devem ser comunicados à ANP e posteriormente classificados no Anexo II do Regulamento Técnico do Relatório de Gastos Trimestrais - RGT, disposto na Portaria ANP 180/2003.

§ 4º As atividades de desenvolvimento e produção de cada módulo de produção encerram-se com a primeira dentre as seguintes ocorrências:

- a) o abandono do desenvolvimento de cada módulo de produção;*
- b) a realização dos projetos previstos no plano de desenvolvimento, considerando as revisões aprovadas pela ANP.*

No mais, a referida Resolução da ANP também busca listar quais são os gastos considerados dedutíveis do cálculo das PE, seja no âmbito das atividades de exploração e perfuração (arts. 14/15), seja das atividades de desenvolvimento e produção (arts. 16/17).

No caso das atividades de exploração e perfuração, podem ser deduzidos os seguintes custos:

- I - a aquisição de insumos consumidos nas operações;
- II - o pessoal, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações;
- III - os aluguéis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas operações;
- IV - os royalties comerciais;
- V - a assistência técnica, científica ou administrativa;



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

- VI - a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações;
- VII - outros serviços relacionados com as atividades referidas no artigo anterior, contratados pelo concessionário com terceiros, além dos já referidos acima;
- VIII - os encargos de depreciação dos bens aplicados nas operações;
- IX - os pagamentos de tributos, desde que diretamente relacionados às atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão; **(ICMS)**.

No caso das atividades de desenvolvimento e produção, podem ser deduzidos os seguintes custos:

- I - a aquisição de insumos consumidos nas referidas atividades;
- II - o pessoal aplicado nas referidas atividades, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações de produção;
- III - os aluguéis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas referidas atividades;
- IV - os royalties comerciais;
- V - os royalties sobre a produção de petróleo e gás natural previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997;
- VI - os pagamentos devidos aos proprietários de terra, durante a fase de produção, previsto no art. 52 da Lei nº 9.478, de 1997, quando for o caso;
- VII - a assistência técnica, científica ou administrativa;
- VIII - a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações;
- IX - outros serviços contratados pelo concessionário com terceiros, além dos já referidos acima;



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

X - o valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção que o concessionário investir em programas e projetos de pesquisa e desenvolvimento, nos termos do contrato de concessão; (**projeto de pesquisa**).

XI - a amortização dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades do campo produtor que contribuam para a formação do resultado de mais de um período-base;

XII - os encargos relacionados à depreciação dos bens aplicados no campo produtor;

XIII - os tributos diretamente relacionados às operações de produção de petróleo e gás natural; (**ICMS**).

Quanto aos custos considerados indedutíveis, dispõe a norma da ANP que *“na determinação da receita líquida da produção, **são indedutíveis os gastos não intrinsecamente relacionados com as atividades objeto do contrato de concessão**”*.

Além disso, **não se incluem entre os tributos dedutíveis na apuração da receita líquida da produção**, o Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das Pessoas Jurídicas - **IRPJ**, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - **ICMS**, **quando incidente sobre a venda de petróleo e gás natural (quando as vendas são internas -para outros estados- o ERJ não tem direito, pois o tributo- ICMS- é cobrado no destino; quando as vendas são externas(exportação) o Estado do Rio de Janeiro é impedido de cobrar o ICMS pela Lei Kandir)**, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido das Pessoas Jurídicas - **CSLL**, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - **COFINS**, a Contribuição para o Programa de Integração Social - **PIS** e a Contribuição para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - **PASEP**.



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

A participação especial **também não poderá ser deduzida** na apuração da receita líquida da produção.

Por fim, é importante notar que a apuração, o cálculo e o recolhimento da PE é realizado diretamente pelas concessionárias, cujo método é similar ao aplicável aos tributos sujeitos ao lançamento por homologação (IRPJ, ICMS, IPI, PIS/COFINS).

Ou seja, após a apuração e o recolhimento efetuado pelo devedor, a ANP, com base nas demonstrações e escriturações recebidas, faz a verificação e, se for o caso, promove o lançamento dos valores eventualmente devidos. **(Fiscalização teria que ser ação conjunta com da ANP com a SEFAZ –RJ).**

2.1.1 Alterações promovidas no Decreto 2.705/98, que trata dos critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.

As principais alterações ocorridas estão relacionadas à composição dos preços de referência do petróleo (Decreto 9.042/17), bem como à competência para a distribuição dos recursos aos estados e municípios, que originalmente era feito pelo Ministério da Fazenda, através da Secretaria do Tesouro Nacional, posteriormente passou a ser realizado pela União, com a supervisão do Ministério de Minas e Energia (Decreto 9.302/18) e, atualmente, é realizado pela própria ANP (Decreto 10.078/19), conforme cronologicamente exposto abaixo.

a) Redação original: agosto/1998

Art. 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. (Redação alterada pelo Decreto 9.042/17).



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Art. 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos royalties e da participação especial **serão distribuídos pela STN**, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP, e, nos casos dos Estados e Municípios, serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos, junto ao Banco do Brasil S.A. (redação alterada pelo Decreto 9.302/18).

b) Primeira alteração: Decreto 9.042/17 (inclusão dos art. 7º-A e 7º-B) - REDAÇÃO ATUAL.

Art. 7º-A. A partir de 1º de janeiro de 2018, o preço de referência a ser aplicado, mensalmente, ao petróleo produzido em cada campo durante o respectivo mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será estabelecido pela ANP.

§ 1º O **preço de referência** do petróleo extraído de cada campo **será fixado pela ANP, com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional.**

§ 2º Com uma antecedência de, no mínimo, vinte dias, contados da data de início da produção de cada campo, e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo a regulação da ANP, e por sua conta e risco, **o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido** bem como fornecerá à ANP as informações técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive por meio do preenchimento de formulário específico fornecido pela ANP.

§ 3º No prazo de dez dias, contado da data do recebimento das informações referidas no § 2º, **a ANP aprovará os tipos de petróleo indicados pelo concessionário para compor a cesta-padrão ou proporá a sua substituição por outros que julgue mais representativos do valor de mercado do petróleo a ser produzido.**



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

§ 4º *Sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer nova análise das características físico-químicas do petróleo produzido, a ser realizada por conta e risco do concessionário, bem como o fornecimento das informações técnicas de que trata o § 2º.*

§ 5º *A ANP emitirá, a cada mês, consolidação do preço de referência do petróleo extraído de cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a respectiva cesta-padrão, ocorridas no mês anterior, e eventuais revisões na composição da cesta-padrão, resultantes da inadequação dos tipos de petróleo originalmente selecionados.*

§ 6º *Os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra de moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês anterior ao da emissão da consolidação do preço de referência.*

§ 7º *Na hipótese de o concessionário não fornecer as informações referidas no § 2º, a ANP estabelecerá a cesta-padrão segundo seus próprios critérios. ” (NR).*

Art. 7º-B. *Para a reavaliação da metodologia dos preços de referência a que se referem os art. 7º e art. 7º -A, a ANP estabelecerá periodicidade que não poderá ser inferior a oito anos.*

§ 1º *Para implementar a reavaliação do preço de referência, a ANP estabelecerá período de transição não inferior a quatro anos.*

§ 2º *Para implementar a reavaliação do preço de referência, a ANP observará período de carência não inferior a noventa dias, observado o disposto no § 1º.” (NR).*

c) Segunda alteração: Decreto 9.302/18 (alteração do art. 35 e inclusão do art. 35-A).

Art. 35. *Os recursos provenientes dos pagamentos dos royalties e da participação especial serão distribuídos pela União, nos termos da Lei nº*



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

9.478, de 1997, e do disposto neste Decreto. **(redação alterada pelo Decreto 10.078/19).**

§ 1º A classificação das receitas arrecadadas de royalties e da participação especial no Sistema Integrado de Administração Financeira do Governo Federal - SIAFI será realizada pelo Ministério da Fazenda, por intermédio da Secretaria do Tesouro Nacional, obedecidas as destinações legais. **(Redação mantida)**

§ 2º A execução da despesa orçamentária, que compreende empenho, liquidação e pagamento, referente à transferência a Estados e Municípios das participações pela produção de petróleo e gás natural, **será realizada sob supervisão do Ministério de Minas e Energia**, nos termos da lei orçamentária anual. **(redação alterada pelo Decreto 10.078/19).**

§ 3º Nos termos do disposto no § 4º do art. 47 e no § 8º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, compete à ANP realizar o cálculo e a apuração dos valores devidos a cada beneficiário de que trata o § 2º. **(Redação mantida)**

§ 4º Nos casos dos Estados e Municípios, os valores serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos no Banco do Brasil S.A., observadas as deduções de natureza legal, tributária ou contratual. **(Redação mantida).**

Art. 35-A. A transferência dos valores de que tratam o § 6º do art. 47 e o § 10 do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, **será realizada pela União, sob supervisão do Ministério de Minas e Energia**, ao Banco do Brasil S.A., para crédito em conta bancária específica, de titularidade dos investidores ou de entidade representativa dos interesses dos investidores que tenham contratado com o Estado ou com o Município a operação de cessão ou transferência de direitos sobre os royalties e a participação especial, ou de antecipação das receitas decorrentes dos direitos sobre os royalties e a participação especial. **(redação alterada pelo Decreto 10.078/19).**

§ 1º Os recursos a que se refere o caput serão creditados aos investidores ou à entidade representativa dos seus interesses em conta bancária específica pelo seu valor líquido, após as deduções de natureza legal, tributária ou contratual



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

anteriormente incidentes, se houver, e desde que tais deduções tenham prioridade de pagamento. **(Redação mantida).**

§ 2º Para fins do disposto no § 1º, o Banco do Brasil S.A. utilizará informações obtidas junto ao Estado ou ao Município. **(Redação mantida).**

d) Terceira alteração: Decreto 10.078/19 (alteração do art. 35, caput e §2º e do art. 35-A, e inclusão do art. 35-B) – REDAÇÃO ATUAL

“Art. 35. Os recursos provenientes dos pagamentos dos royalties e da participação especial **serão distribuídos pela ANP**, nos termos do disposto na Lei nº 9.478, de 1997, e neste Decreto.

§ 2º. A execução da despesa orçamentária, que compreende empenho, liquidação e pagamento, referente à transferência das participações pela produção de petróleo e gás natural aos Estados e aos Municípios, **será realizada pela ANP, sob supervisão do Ministério de Minas e Energia**, nos termos da Lei Orçamentária Anual.

“Art. 35-A. A transferência dos valores de que tratam o § 6º do art. 47 e o § 10 do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, **será realizada pela ANP, sob supervisão do Ministério de Minas e Energia**, ao Banco do Brasil S.A., para crédito em conta bancária específica, de titularidade dos investidores ou da entidade representativa dos interesses dos investidores que tenham contratado com o Estado ou com o Município a operação de cessão ou transferência de direitos sobre os royalties e a participação especial ou de antecipação das receitas decorrentes dos direitos sobre os royalties e a participação especial.

Art. 35-B. Do montante arrecadado com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, descontado o pagamento à Petrobras em decorrência da revisão do contrato de cessão onerosa, **a ANP efetuará a transferência de valores aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios** nos termos do disposto nos incisos I a III do caput do art. 1º da Lei nº 13.885, de 17 de outubro de 2019. ” (NR)

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

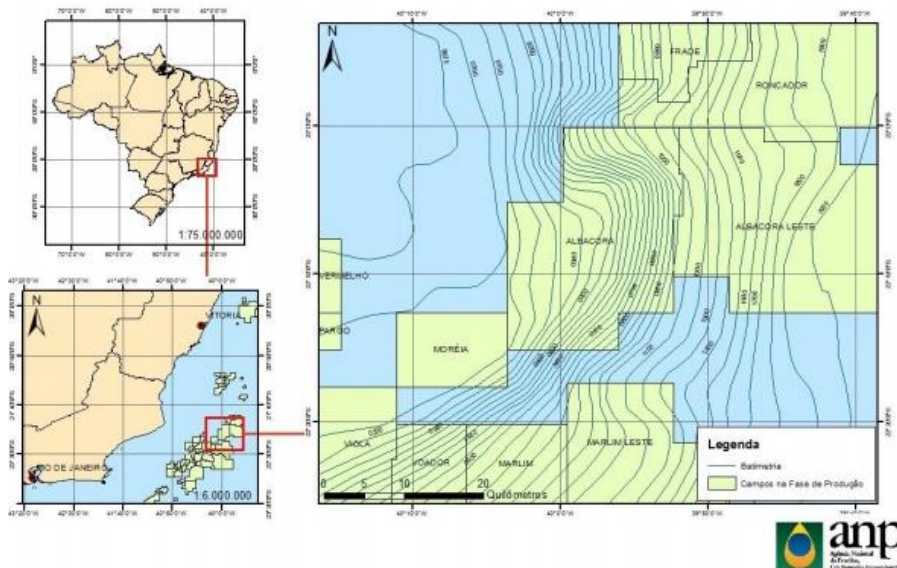
2.2. Campos do Rio de Janeiro pagadores de PE

Descrita a fórmula de cálculo e legislação referentes a PE, nas figuras abaixo é possível visualizar os principais campos localizados na Bacia de Santos e Campos que possuem volume de produção mínimo exigido para pagamento da PE.

ALBACORA

O campo de Albacora situa-se a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos e foi descoberto através do poço 1-RJS297 em setembro de 1984. A área coberta pelo seu ring fence abrange cerca de 455km², distribuídos numa lâmina d'água que varia entre 100 e 1.050 m.

Figura 4: Mapa de localização campo de Albacora



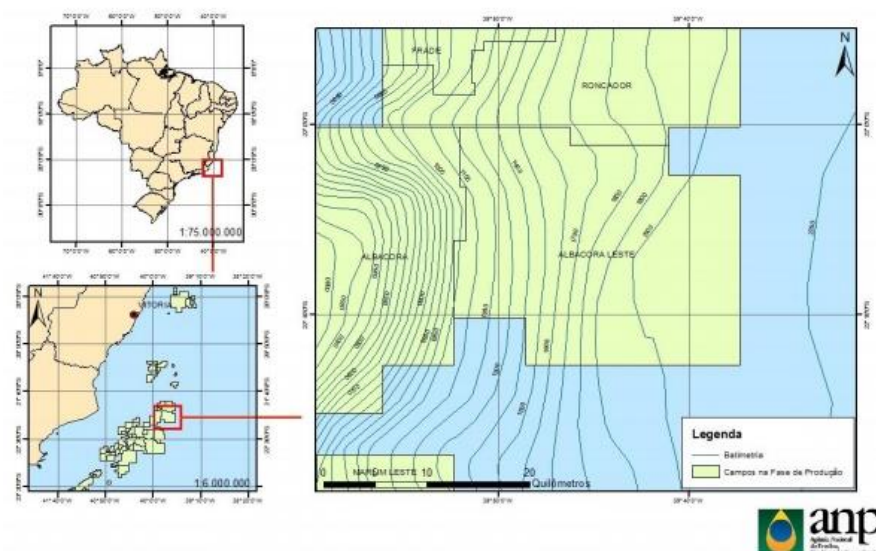
Fonte: ANP, 2018.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

ALBACORA LESTE

O Campo de Albacora Leste está situado na área norte da Bacia de Campos, em lâmina d'água que varia de 1000 m a 2150 m. O Campo de Albacora Leste distando cerca de 120 km do Cabo de São Tomé no litoral norte do estado do Rio de Janeiro.

Figura 5: Mapa de localização campo de Albacora Leste



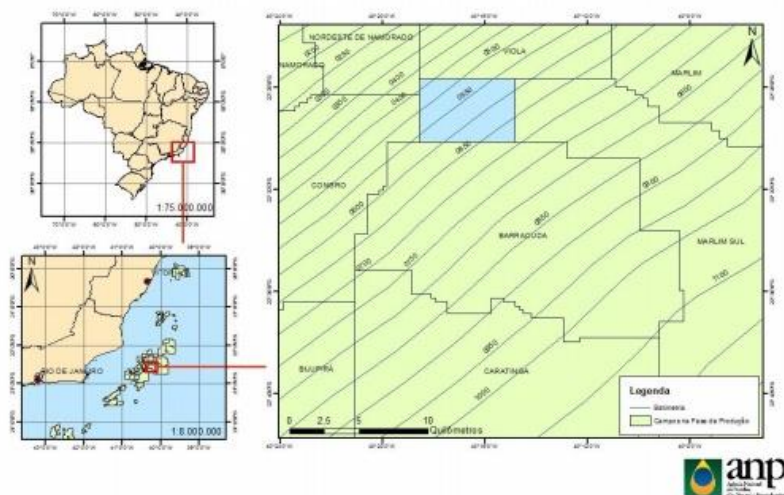
Fonte: ANP, 2018.

BARRACUDA

O campo de Barracuda está situado na parte centro-sul da Bacia de Campos, a cerca de 88 km a sudeste do Cabo de São Tomé, em lâmina d'água variando de 600 a 1100 metros.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Figura 6: Mapa de localização campo de Barracuda

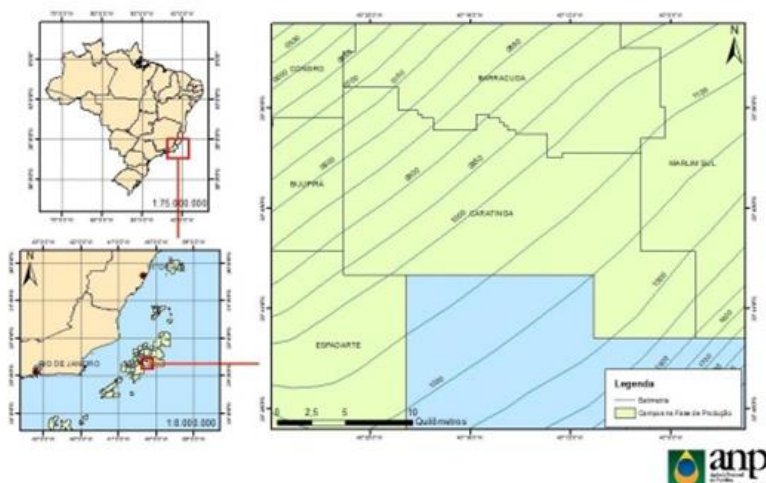


Fonte: ANP, 2016.

CARATINGA

O campo de Caratinga está situado na parte centro-sul da Bacia de Campos, a cerca de 93 km a sudeste do Cabo de São Tomé.

Figura 7: Mapa de localização campo de Caratinga



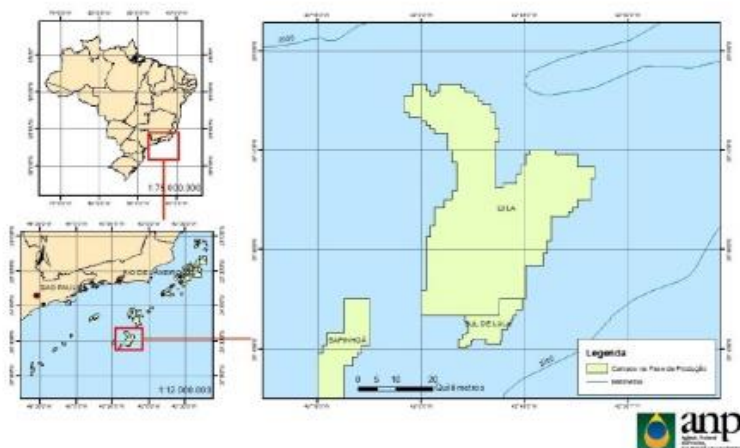
Fonte: ANP, 2016.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

TUPI

O campo de Tupi (Lula), oriundo do Bloco BMS-11 adquirido em 2000 na segunda Rodada de Licitações sob o regime de Concessão, está localizado na porção central da bacia de Santos, a cerca de 230 km da costa do município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m de profundidade.

Figura 8: Mapa de localização campo de Tupi



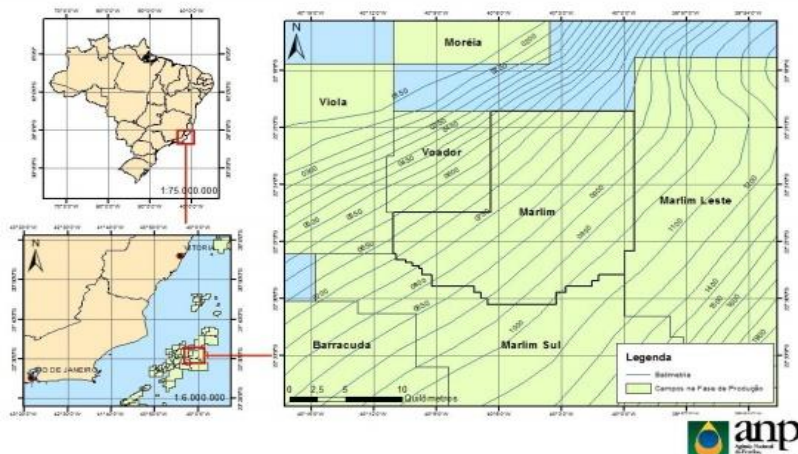
Fonte: ANP, 2018.

MARLIM

O campo de Marlim situa-se a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos. A área coberta pelo seu ring fence abrange cerca de 257,6 km², distribuídos numa lâmina d'água que varia entre 620 e 1050m.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Figura 9: Mapa de localização campo de Marlim

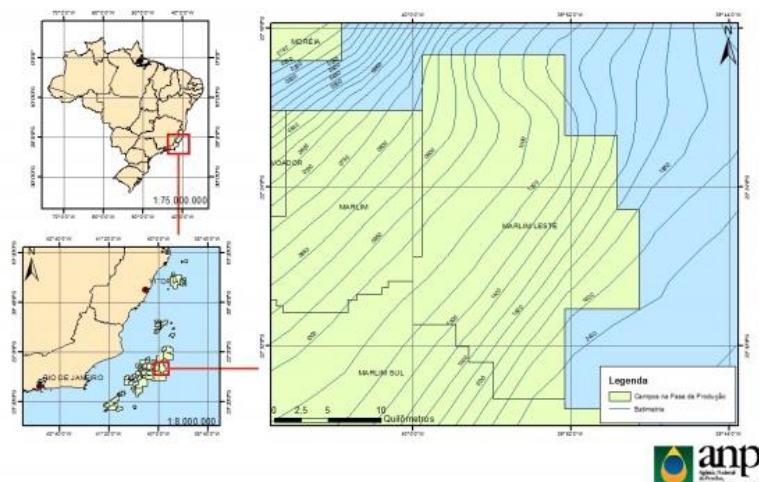


Fonte: ANP, 2016.

MARLIM LESTE

O campo está localizado a leste do campo de Marlim, litoral norte do estado do Rio de Janeiro, distando cerca de 107 km do Cabo de São Tomé, em lâmina d'água (LDA) que varia de 780m a 2.000m.

Figura 10: Mapa de localização campo de Marlim Leste



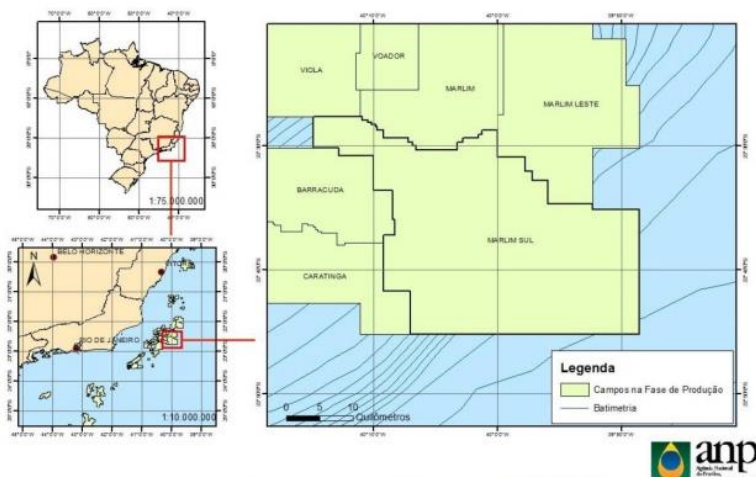
Fonte: ANP, 2017.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

MARLIM SUL

O Campo de Marlim Sul foi descoberto em novembro de 1987 através do poço 4-RJS382 e está situado a cerca de 90 km do cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, entre lâminas d'água de 800 a 2.500 m, ocupando uma área de 884,11km².

Figura 11: Mapa de localização campo de Marlim Sul



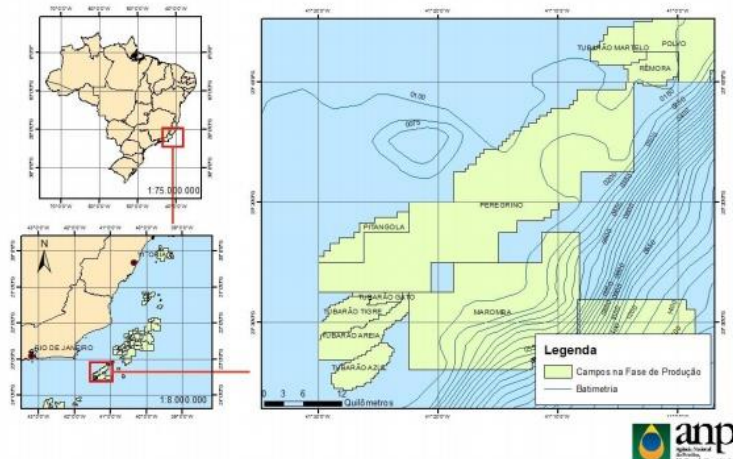
Fonte: ANP, 2018.

PEREGRINO

O Campo de Peregrino, originário do bloco exploratório BM-C-7, da 2ª rodada de licitações localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, a aproximadamente a 85 km do município de Cabo Frio.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Figura 12: Mapa de localização campo de Peregrino

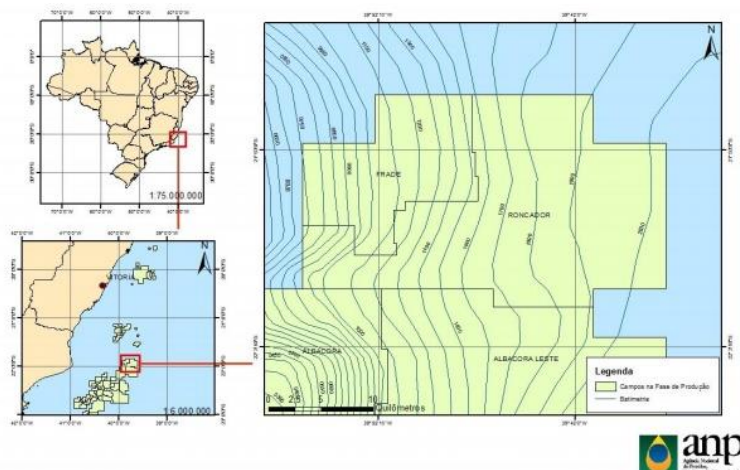


Fonte: ANP, 2016.

RONCADOR

O campo de Roncador localiza-se na porção Norte da Bacia de Campos, à aproximadamente 125 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 1.900 m. Sua área de desenvolvimento é de 397,6 km² e limita-se a norte com o estado do Espírito Santo, a oeste com o campo de Frade e a sul com os campos de Albacora e Albacora Leste.

Figura 13: Mapa de localização campo de Roncador



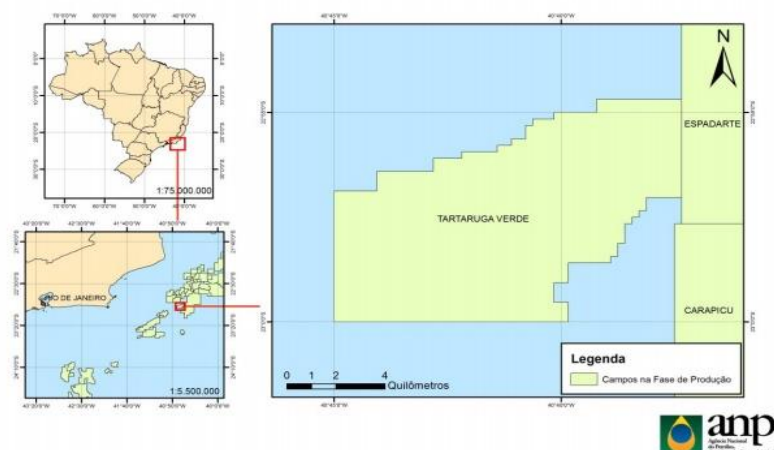
Fonte: ANP, 2016.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

TARTARUGA VERDE

O Campo de Tartaruga Verde, está localizada na porção sul da Bacia de Campos, a aproximadamente 125 km de Macaé/RJ, em lâmina d'água entre 650 e 1200 m. O campo é originário do Bloco BM-C-36, adquirido durante a 7ª rodada de licitações da ANP em 2005. A área de concessão para o desenvolvimento do Campo de Tartaruga Verde tem cerca de 87,96 km².

Figura 14: Mapa de localização campo de Tartaruga Verde



Fonte: ANP, 2016.

2.3 Dados participação especial Estado do Rio de Janeiro

A Tabela 1 compara a distribuição da PE anualmente, em uma série histórica de 2010 a 2020, tanto anualmente quanto trimestralmente. Tais dados já estão sem o montante que deve ser destinado a União e municípios, sendo estabelecido conforme o artigo 50 da Lei nº 9.478/97 que os recursos da PE devem ser distribuídos na seguinte proporção: 40% ao Ministério de Minas e Energia, 10% ao Ministério do Meio Ambiente, 40% aos estados e 10% aos municípios. Deve-se atentar, que os valores apresentados abaixo, também não



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

fazem referência a nenhum tipo de distribuições complementares de PE oriundas de ações de auditorias/fiscalizações ou correções monetárias.

Os valores arrecadados no primeiro trimestre do ano são distribuídos aos beneficiários legais durante o mês de maio. Já os valores arrecadados no segundo trimestre do ano são distribuídos no mês de agosto. Enquanto que, os valores arrecadados no terceiro trimestre do ano são distribuídos aos beneficiários no mês de novembro. Por fim, os valores do último trimestre, são distribuídos aos beneficiários legais no mês de fevereiro do ano subsequente.

Tabela 1: Arrecadação PE (em R\$)

	1 TRIMESTRE	2 - TRIMESTRE	3 - TRIMESTRE	4 - TRIMESTRE	TOTAL	VARIAÇÃO
2010	1.919.725.566,72	2.884.071.411,09	843.841.710,49	956.017.824,70	6.603.656.513,00	-
2011	1.138.766.239,04	1.257.281.046,20	1.103.642.387,26	1.276.130.225,50	4.775.819.898,00	-28%
2012	1.377.649.533,44	1.355.136.106,53	1.241.602.924,31	1.414.250.451,31	5.388.639.015,59	13%
2013	1.236.101.857,27	1.140.575.254,61	1.417.490.096,57	1.452.475.240,31	5.246.642.448,76	-3%
2014	1.397.540.566,89	1.272.368.880,84	1.369.781.581,78	940.603.613,81	4.980.294.643,32	-5%
2015	556.494.968,23	747.841.864,59	712.041.359,26	537.062.785,20	2.553.440.977,28	-49%
2016	296.542.169,29	478.502.172,10	183.651.102,63	1.102.778.324,51	2.061.473.768,53	-19%
2017	1.202.176.444,15	1.016.526.013,81	1.139.467.188,69	1.635.118.756,40	4.993.288.403,05	142%
2018	1.980.486.471,36	2.558.832.792,61	2.708.344.323,56	2.462.973.478,62	9.710.637.066,15	94%
2019	2.108.787.838,70	2.136.997.380,17	2.157.627.820,47	2.476.701.079,69	8.880.114.119,03	-9%
2020	1.738.928.148,75	985.945.787,34	1.794.921.169,67	1.733.585.600,32	6.253.380.706,08	-30%

Fonte: ANP, 2021.

Comparando os valores de PE arrecadados pelo estado do Rio de Janeiro (ERJ), observa-se que, por apenas dois anos consecutivos, em 2017 e 2018, ocorreu uma variação positiva em relação aos anos anteriores. Com destaque para 2017, onde o Rio de Janeiro arrecadou cerca de R\$ 4.993.288.403,05,



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

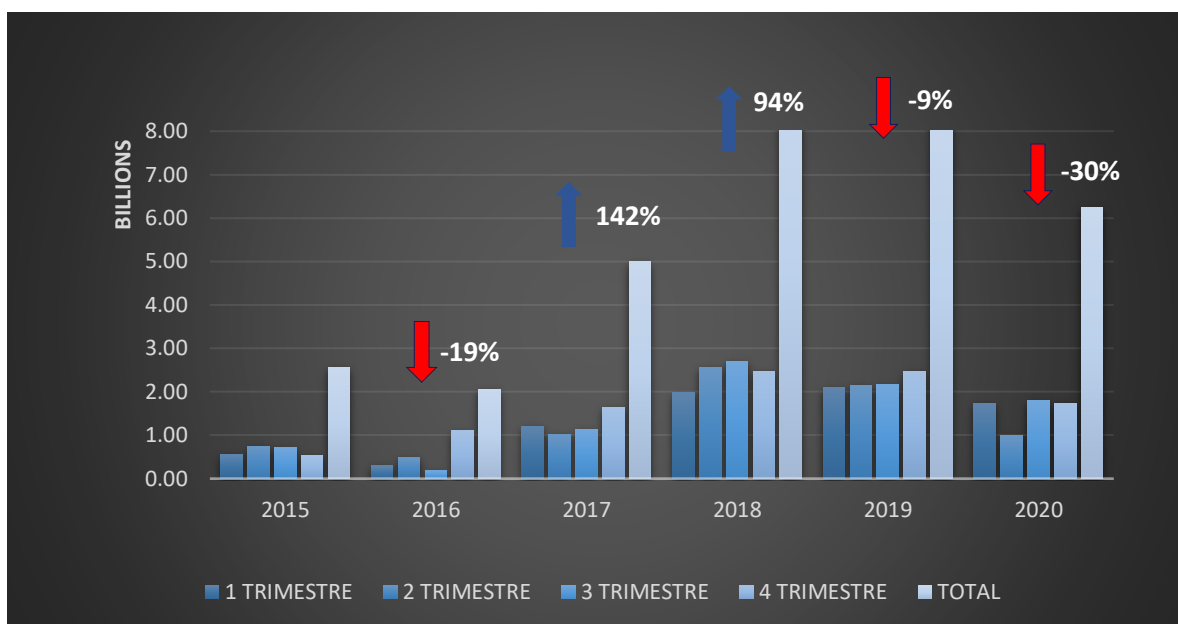
representando um crescimento de cerca de 142% comparado ao ano de 2016, visto que no ano de 2016, houve uma diminuição de 19% do montante arrecadado. O ano de 2018 apresentou valores ainda maiores, com uma arrecadação de R\$ 9.710.637.066,15. Entretanto, a partir do ano de 2019, evidenciou-se variações negativas entre os valores arrecadados com PE pelo ERJ.

Essa diferença discrepante de crescimento das arrecadações a partir de 2017, pode estar atrelado a fatores que passam pela crise do petróleo, que deixou o estado em situação de vulnerabilidade econômica, dada a redução de receitas, principalmente dos royalties no ano de 2016. Em tais circunstâncias, de queda dos preços do petróleo e diminuição dos projetos da Petrobras, estaria afetando as receitas oriundas com PE, uma vez que, esta compensação também utiliza para seu cálculo o volume produzido de óleo e gás natural assim como, os preços internacionais do barril. Nesse sentido, com uma arrecadação semelhante aos anos anteriores de crise, isto expõe essas diferenças encontradas para um período de crise enfrentada pelo setor e economia fluminense.

Abaixo pode-se visualizar a representação gráfica da Tabela 1. Inicialmente, é possível visualizar os dados para uma série histórica menor, de forma, a visualizar os movimentos com as arrecadações de PE entre o período de 2015 a 2020. A partir, da inspeção da Figura 15, constata-se, a queda da arrecadação com PE, sendo esta variação negativa para os anos de 2019 e 2020. No ano de 2019 observa-se uma queda não tão expressiva com as arrecadações (-9%), ainda assim, o valor arrecadado mostra-se superior a 2017, ano que apresentou grande variação nas PE.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Figura 15: Arrecadação PE (em R\$)

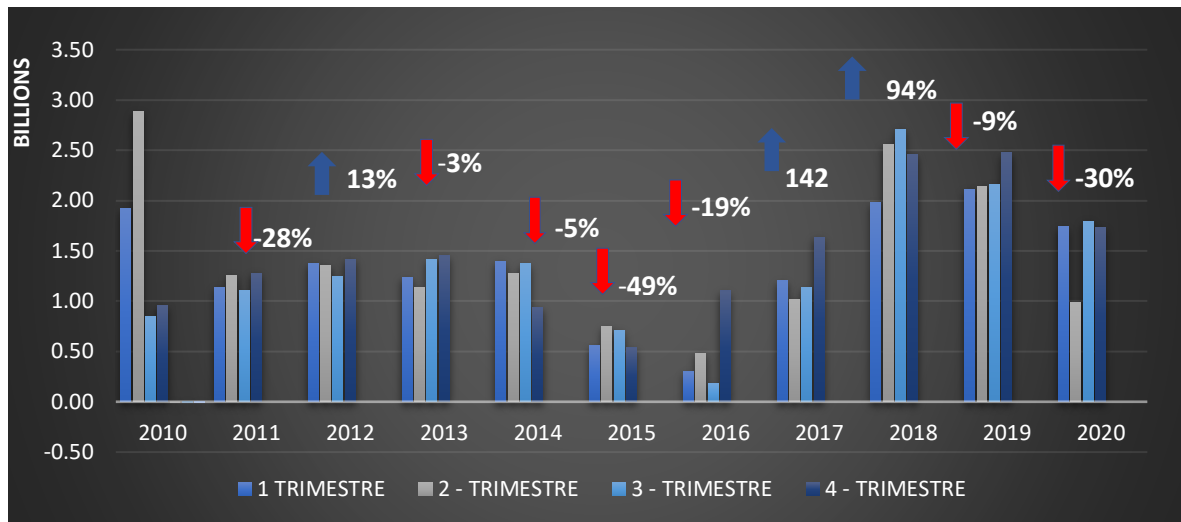


Fonte: ANP, 2021.

Através da Figura 16 é possível visualizar a série histórica completa (2010-2020). Com mais anos de análise é possível constatar o cenário de queda das arrecadações com PE justamente a partir de 2015, onde observa-se, que as participações especiais para o estado caem quase a metade. Novamente, no ano de 2017 já é possível visualizar uma recuperação dessa compensação. No entanto, no ano de 2020, novamente observa-se uma redução das receitas oriundas com PE. Desta vez, a conjuntura de pandemia somada a queda nos preços do petróleo são fatores que explicam o cenário para 2020.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Figura 16: Arrecadação PE (em R\$)

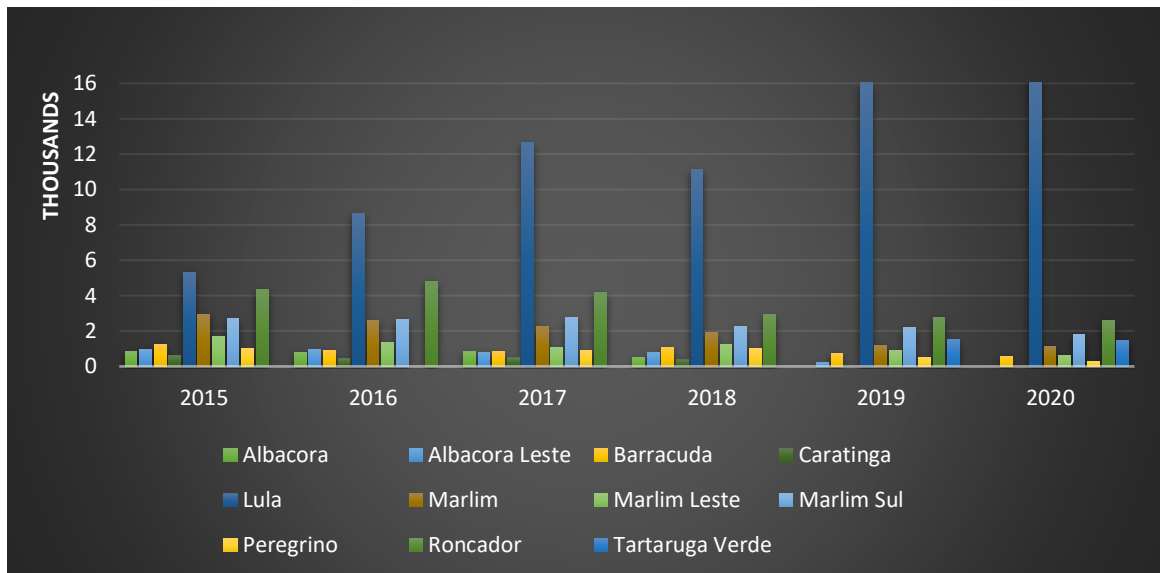


Fonte: ANP, 2021.

Analisando a produção de óleo e gás natural dos campos pagadores de PE do ERJ, utilizando a média produzida ao longo dos trimestres dos anos analisados, observou-se, que dentre os 11 campos pagadores de PE situados no ERJ, de fato, ao longo dos anos, as produções da grande maioria destes campos apresentaram uma redução de suas respectivas produções. O campo de Lula/Tupi, ao longo destes anos, apesar de algumas pequenas oscilações, apresentou expressivos crescimentos ao longo dos anos analisados. Deve-se destacar, que o campo de Lula/Tupi, é responsável pelo maior **percentual** por campo, nacionalmente. Cabe destacar, que para esta análise não foi possível utilizar dados para o último trimestre de 2020, uma vez que, tais detalhamentos ainda não foram divulgados em relatório pela ANP.

CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

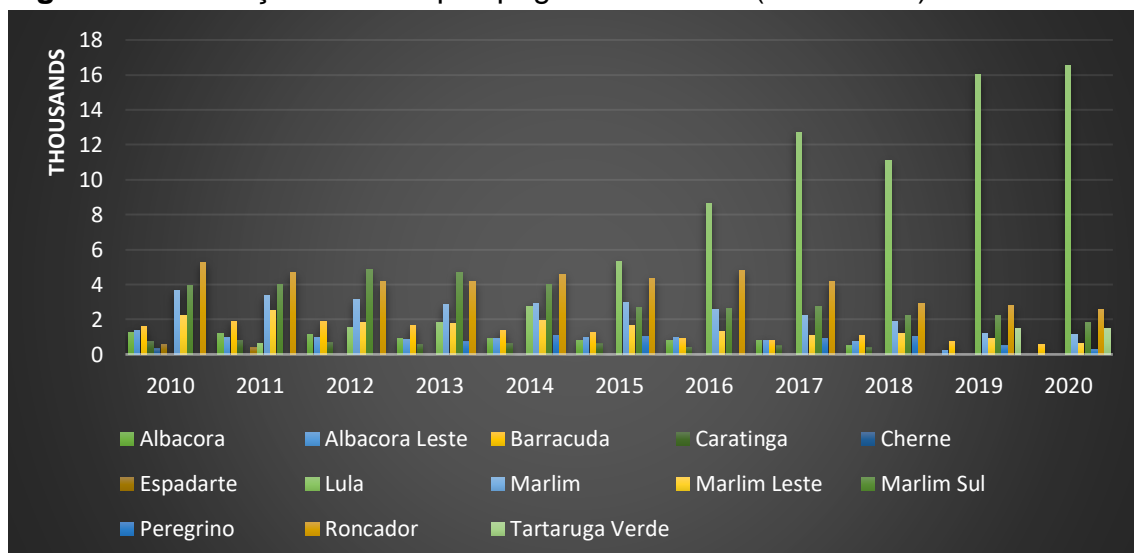
Figura 17: Produção nos campos pagadores de PE (em Mm³oe)



Fonte: ANP, 2021.

Estendendo a análise para a série histórica completa (2010-2020), observa-se que nos anos anteriores a 2015, havia mais dois campos que recolhiam PE. Com a inspeção da figura abaixo, observa-se que o campo Lula/Tupi ao longo dos anos é o que se mantém em trajetória de crescimento em seus níveis de produção, oscilando menos que os demais campos.

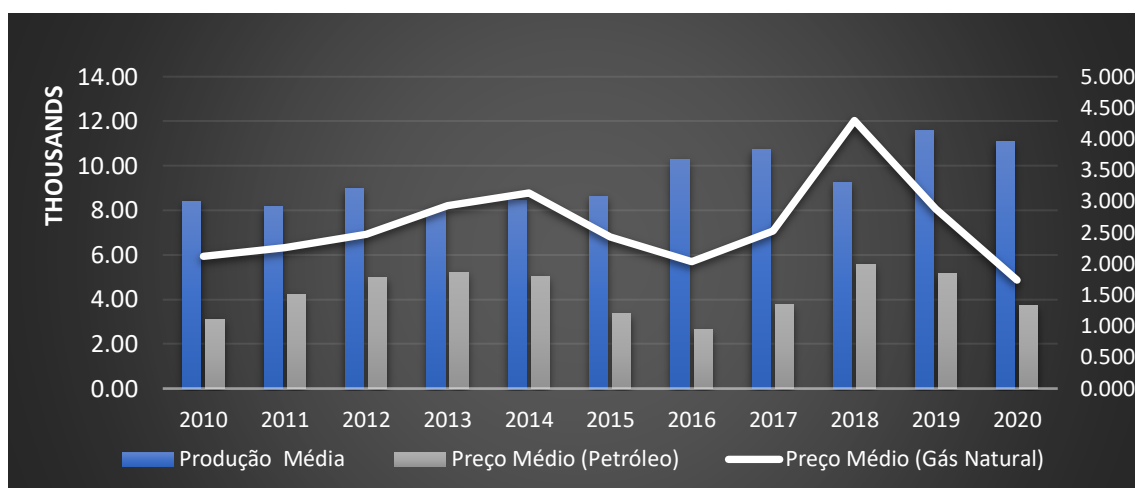
Figura 18: Produção nos campos pagadores de PE (em Mm³oe)



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Através do gráfico abaixo, é possível visualizar, o padrão de comportamento, da média de produção e preços de referência do petróleo e gás natural nos campos pagadores de PE. Para tanto, foi necessário retirar a média do montante produzido de óleo e gás ao longo dos trimestres. De maneira semelhante, foi realizada a mesma lógica para os preços médios de referência.

Figura 19: Produção de óleo e gás e preços de referência (2010-2020)



Fonte: ANP, 2021.

Observando a produção de óleo e gás natural constata-se um padrão de crescimento da produção a partir de 2016 até o ano de 2018, enquanto os preços médios referentes ao petróleo e gás natural já apresentam redução a partir de 2014 com recuperação no ano de 2017. A tendência de crescimento dos preços prossegue até o ano de 2018, com relativa queda no nível de produção no mesmo ano. No entanto, em 2019 já é visível uma recuperação dos níveis de produção, com uma queda no ano subsequente. Ademais, usando os dados referentes ao preço médio do óleo e gás natural, é possível observar as variações ao longo destes anos. Nesse sentido, a produção média, cresce justamente nos anos em que há uma notória diminuição dos preços do petróleo

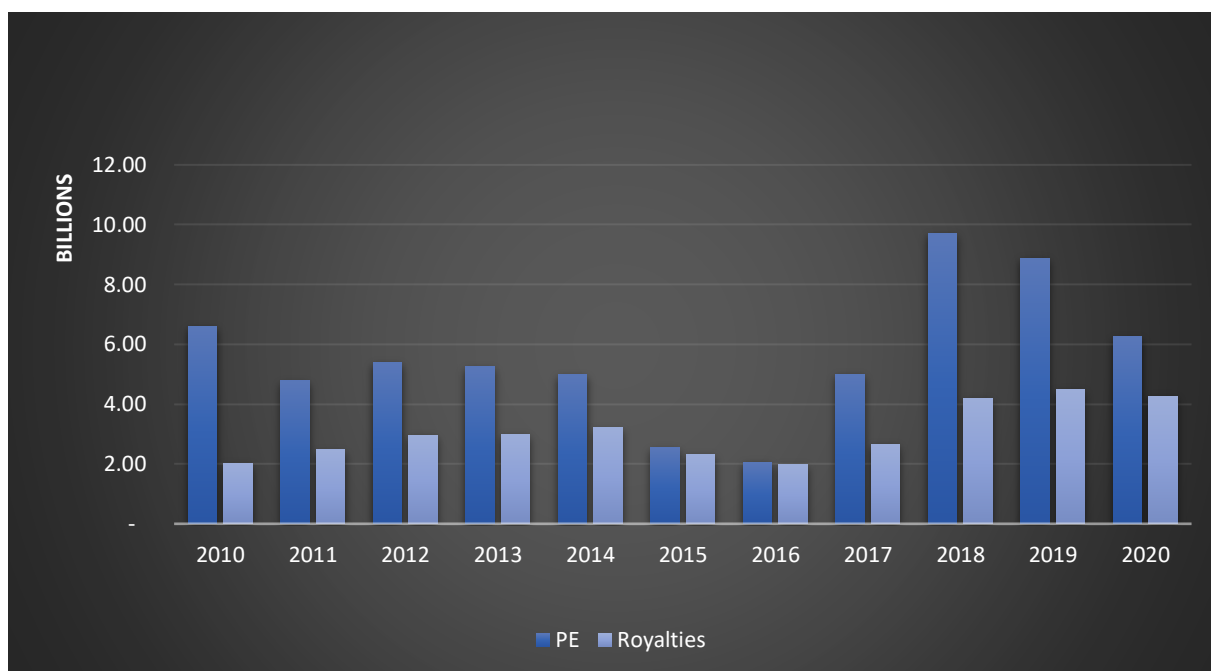


CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

e gás natural (2014 - 2016), se recuperando a partir de 2017, com queda novamente em 2020.

Comparando os valores arrecadados por PE e Royalties, os valores arrecadados com PE mostram-se superiores a arrecadação com Royalties. Destacando essas diferenças nos anos de 2010, 2018 e 2019. Cujas variações são de 225%, 131% e 97%, respectivamente. No ano de 2020 as arrecadações diminuem tanto para PE quanto para Royalties, semelhante aos anos de 2015 e 2016.

Figura 20: Arrecadações PE e Royalties



Fonte: ANP, 2021

FIGURA 21: Arrecadação de royalties e participações especiais no bimestre janeiro/fevereiro de 2021 cotejado com o mesmo bimestre de 2020.



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

Receitas Executadas EM FEVEREIRO (mês todo) - em R\$ correntes		
Receitas	FEVEREIRO/2020 (mês todo)	FEVEREIRO/2021 (mês todo)
Total Geral Líquido (Receitas Totais - Deduções totais)	7.368.797.376	6.956.941.732
Receita Tributária	4.633.003.492	5.436.761.245
ICMS principal	3.072.280.886	3.440.460.631
FECF principal	365.187.889	460.703.917
IPVA principal	474.245.138	663.306.632
ITD principal	56.914.110	106.703.567
IRRF	312.208.970	323.337.021
Taxas	293.892.219	374.463.770
Multas e Juros de Tributos	58.274.279	67.785.706
Receitas de Contribuições	146.443.046	161.423.331
Royalties	2.899.189.211	2.113.927.896
Transferências Correntes	676.370.330	755.710.390
Demais Receitas Correntes	367.873.589	212.112.875
Receitas de Capital	12.055.090	8.115.116
Receitas IntraOrçamentárias	308.206.525	333.055.912
Deduções receitas tributárias e transferências	-1.674.343.906	-2.064.165.034

Obs.:

- Valores em reais correntes, isto é, sem calcular a inflação. IPCA janeiro acumulado 12 meses é de 4,56% (fonte: IBGE)
- Receita "principal" é a que não considera as receitas acessórias, isto é, receitas de multas e juros e mora desses tributos.
- Extração do site de transparência em 02/03/2021
- Demais Receitas Correntes altas em fevereiro/2020: foi o mês em que entraram R\$200 milhões referentes à restituição de valores recuperados pela Lava Jato.

Verifica-se, na tabela 21, que os abatimentos efetuados, abruptamente, nas participações especiais, em janeiro/fevereiro de 2021, quando cotejado com o mesmo bimestre de 2020, reduziu tal receita não tributária em R\$ 785, 261 milhões, seja, em 27%.

Registre-se que o dólar médio no referido período cresceu 26% e o preço do barril de petróleo decresceu 2% e houve uma oscilação a menor da produção de petróleo na ordem de 6% no início de 2021. Ponderando-se tais fatores, era esperado que a arrecadação de royalties e participações especiais se expandisse no 1º bimestre de 2021, em algo como 16% que



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

elevaria a arrecadação do 1º bimestre de 2021 para R\$ 3,36 bilhões. Tal montante aponta para uma perda superior R\$1,25 bilhão, quando cotejado com o valor arrecadado no bimestre de R\$2,1 bilhões, o que equivale a uma redução de 37% de arrecadação, função de abatimentos não previsíveis.

Tais perdas imotivadas, sem comunicação prévia, foi a gota d'água, para que tais fatos repetitivos, justificassem, também, a instalação desta CPI.

2.4 - Os gráficos e tabelas acima são ilustrativos e visam demonstrar a importância de tal arrecadação para o Rio de Janeiro e, desvendar a ilusão que tais valores seriam generosos para com o Estado. A presente CPI pretende demonstrar que os valores arrecadados, não são justos, e estão muito aquém do que deveria o Estado do Rio de Janeiro estar recebendo de royalties e participações especiais.

3- Plano de Trabalho da CPI.

A CPI fundamenta-se na Lei Federal nº 1.579/52 que rege as CPIs, e, também, se respalda na Lei Estadual nº 5.139, de 29 de novembro de 2011 que “Dispõe sobre o acompanhamento e a fiscalização, pelo Estado do Rio de Janeiro, das compensações e das participações financeiras previstas no art. 20, § 1º, da Constituição da República Federativa do Brasil, oriundas das concessões, permissões, cessões e outras modalidades administrativas para a exploração de recursos hídricos e minerais, inclusive petróleo, gás natural e outros recursos naturais, na forma que especifica e dá outras providências”, que foi julgada constitucional pelo STF (ADI nº 6.233-RJ, DJe 06/03/2020 – EmbDecl, DJE 23/04/2020), quanto a fiscalização.



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

3.1- A CPI terá 3(três) vertentes principais:

1ª – Promover oitivas, debater e conhecer os montantes e o porquê das perdas sucessivas de royalties e participações especiais, e, para tanto, requisitar à ANP/Concessionárias de petróleo e gás, série histórica de valores repassados ao Estado do Rio de Janeiro, com os respectivos demonstrativos contábeis das receitas auferidas bem como dos valores abatidos das mesmas, devidamente explicitados os seus fundamentos legais e verificar como se recuperar possíveis perdas, devidamente explicitados nos itens 3.2 a 3.9 do presente plano de trabalho, e, ainda:

a- Avaliar os contratos que foram identificados pela Lava Jato que tenham gerado maiores custos e estes tenham sido abatidos das Participações Especiais (PEs) nos projetos de Exploração e Produção que merecem serem mais bem estudados e dimensionados, visto que os acordos de leniência firmados e suas multas têm gerado indenizações bilionárias. Na lógica de que, estados e municípios tiveram suas PEs afetadas por estes abatimentos inflados, eles também são vítimas e merecem ser indenizados por suas perdas.

b- Avaliar os preços de referência praticados nas correntes de petróleo extraídos por campo, como é o caso de Roncador, que tem 4(quatro) plataformas, cada uma em um reservatório, que produzem 4(quatro) óleos com características distintas, para se entender possíveis distorções existentes e consequentes perdas de arrecadação função do estabelecimento anual do preço de referência do campo como se fosse uma corrente única.

2ª- Debater e propor medidas institucionais mitigadoras para corrigir tais distorções na arrecadação do Estado do Rio de Janeiro;

3ª - Debater e propor medidas para mitigar outras questões subjacentes como as perdas por reinjeção de gás que ultrapassa a 50% (cinquenta por cento) do volume extraído e reduz sobremaneira a arrecadação dos royalties e



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

participações especiais relativa ao gás natural, inclusive em relação ao critério de como se estabelece o preço de referência da corrente de gás extraído em diversos pontos e campos.

3.2 - Analisar, ouvir, debater com diversos atores e instituições sobre a Resolução ANP Nº 12 de 21/02/2014 que “Estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, da participação especial prevista no art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997”, principalmente, os aspectos que concerne as deduções de ICMS (tributos), descomissionamentos, conteúdo local, projeto de pesquisas, entre outros.

3.3- Analisar, ouvir, debater e fazer proposições quanto a forma de se alocar nos mais diversos campos as deduções legais, bem como a periodicidade dos abatimentos e a ausência de aviso prévio ao Estado/municípios, visto que os investimentos na fase de exploração são abatidos a qualquer momento, sem que haja previsibilidade para o Estado e Municípios.

3.4- Analisar, também, a questão de compatibilização do fluxo de caixa das concessionárias com o fluxo de caixa do Estado do Rio de Janeiro e seus municípios produtores aprovados em suas LOA's.

3.5- Analisar, ouvir, debater com diversos atores e instituições a aplicação imediata da Lei nº 5.139, de 29 de novembro de 2011 que “Dispõe sobre o acompanhamento e a fiscalização, pelo Estado do Rio de Janeiro, das compensações e das participações financeiras previstas no art. 20, § 1º, da Constituição da República Federativa do Brasil, oriundas das concessões, permissões, cessões e outras modalidades administrativas para a exploração de recursos hídricos e minerais, inclusive petróleo, gás natural e outros recursos naturais, na forma que especifica e dá outras providências”.



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

3.6 – Ouvir, debater e analisar a ausência total de sincronia dos abatimentos das participações especiais contemplarem o ICMS do REPETRO e do diesel marítimo, de parte dos investimentos em conteúdo local, em prejuízo ao desenvolvimento econômico e social do Estado do Rio de Janeiro.

3.7- Ouvir e debater por que a ANP até a presente data não assinou convênio com a Secretaria de Estado de Fazenda para em ação conjunta fiscalizarem os montantes dos repasses das participações especiais consoante a Lei nº 5.139/07 em cumprimento as decisões do STF.

Em 24 de junho de 2020, às 10:00 hs, houve uma reunião remota da Presidência da ALERJ, deputados e assessores com o Diretor Geral interino da ANP, três assessores, dois Superintendentes e um Coordenador de área, para debater o tema receita de royalties e participações especiais, conteúdo local, perdas por reinjeção de gás entre outros. Na oportunidade a Direção da ANP assumiu o compromisso de, no máximo, em 30(trinta) dias, assinar convênio com o Governo do Estado do Rio de Janeiro para fiscalizarem, em conjunto com a SEFAZ-RJ, os cálculos e os abatimentos das participações especiais feitos pelas concessionárias de óleo e gás, consoante minuta encaminhada à ANP pela SEFAZ. Passaram-se 8(oito) meses e nada aconteceu.

3.8- Promover oitivas, analisar, debater e fazer proposições quanto a forma de se recuperar, via estorno dos abatimentos, feitos a maior, de 2014 em diante, visto que foram devolvidos recursos significativos à Petrobras (valor estimado de R\$5,3 bilhões), função da recuperação de expressivos valores superfaturados realizados pela operação Lava-Jato fruto da corrupção. Tais recursos recuperados geraram abatimentos a maior em diversos campos função de superfaturamento em construção de embarcações, fretamento, equipamentos, entre outros.



CPI instituída pela Resolução nº 372/2021

3.9- Ouvir a ANP sobre o compromisso que a mesma assumiu, em diversas oportunidades de que iria implementar medidas para que fosse aumentada a curva de produção da bacia de Campos que são concessões e pagam participações especiais. Entretanto, o que se constata, é justo ao contrário, a prioridade das concessionárias tem sido os contratos de partilha e cessão onerosa (exemplo do Campo de Búzios) que não pagam participação especial, com exceção de Tupi.

4 – Recomendações.

4.1 – A CPI tem como foco central as perdas de receitas originárias, **motivo por que os institutos de Direito Tributário não serão, à luz de Acórdão do Supremo Tribunal Federal, utilizados.**

4.2- Pedidos de oitivas e requisição de documentos por ofício a Presidência com a devida justificativa respaldada no presente plano de trabalho e submissão ao pleno da CPI.

4.3- A Ordem das oitivas se dará segundo a seguinte orientação: primeiro os órgãos de fiscalização (ANP, SEFAZ, TCE-RJ, MPE), depois as instituições que atuam na área (Associação de Prefeitos dos Municípios Petroleiros, FIRJAN/ONIP, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás- IBP, Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás-ABEP, Sindicato Patronal, Sindicato dos Trabalhadores, instituições e profissionais, prefeitos, parlamentares, gestores, com expertise sobre o tema, entre outros) e no terço final as concessionárias de petróleo e gás.