



ano 3  
número 21  
ISSN 2595-8232

Título | A privatização das refinarias e terminais da região sul e os possíveis impactos nas receitas de royalties de municípios selecionados

Autor | Carla Borges Ferreira<sup>1</sup>

Palavras-chave | Royalties, Receita municipal, Instalações de Embarque e Desembarque, Privatização, Refinaria.

Novembro de 2020

---

<sup>1</sup> Mestre em Ciências Sociais pela Universidade Estadual de Londrina (UEL) e é pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

## TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

### **Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep**

---

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2020.

ISSN 2595-8232

---

## 1. Introdução

Com o anúncio, ainda em 2017, do interesse da gestão da Petrobras em privatizar algumas de suas refinarias e terminais, começou a aparecer a preocupação com o impacto desta medida na arrecadação de royalties, principalmente dos municípios que possuem instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Diante disto, este Texto para Discussão (TD) analisa os principais aspectos que envolvem a arrecadação de royalties, atentando para as possíveis mudanças, em caso da efetivação da privatização, nas receitas dos municípios afetados por este tipo de instalação.

A partir de um exame dos conceitos de participação governamental e debate das regras estabelecidas pela legislação brasileira sobre as receitas de royalties do petróleo, pretende-se discutir dois casos de municípios localizados na região sul do Brasil, nos estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, cujo enquadramento para recebimento dos recursos é relacionado à existência de instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural em seus territórios ou próximo a eles.

Para tanto, o texto está dividido em três seções. Na primeira, debatem-se os aspectos gerais relacionados a arrecadação e distribuição das participações governamentais no Brasil, com foco nos royalties. Na segunda seção, são apresentadas as regras atuais de enquadramento dos beneficiários de royalties, assim como os percentuais a serem distribuídos aos entes públicos conforme determina a legislação. Na terceira seção, são analisados os casos específicos dos municípios com operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, para, então, introduzir a discussão da quarta seção que trata dos estudos de caso propostos: do município gaúcho de Imbé, afetado pelo Terminal Tramandaí, conectado à refinaria Alberto Pasqualini (Refap) no estado do Rio Grande do Sul e do município catarinense de São Francisco do Sul, que possui em seu território um terminal de mesmo nome conectado à refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), no estado do Paraná. Por fim, apresentam-se algumas considerações finais.

## 2. Royalties: aspectos gerais

No Brasil, os royalties<sup>2</sup> são entendidos como um tipo de participação governamental devida em função da exploração de um recurso natural de

---

<sup>2</sup> De acordo com a ANP, “os royalties constituem a mais antiga forma de arrecadação existente no mundo. A palavra royalty é um anglicismo, cuja raiz ‘royal’ significa ‘da realeza’ ou ‘relativo ao rei’ e refere-se à contrapartida ao direito real para uso de minerais, concedido pelo soberano a uma pessoa ou corporação. Atualmente nos países que não adotaram a monarquia, o Estado assumiu o papel do ‘rei’ neste particular” (ANP, 2010, p.1).

propriedade do Estado. O petróleo e o gás natural, constitucionalmente pertencentes à União, se enquadram entre estes recursos. De acordo com Gobetti *et al.* (2020),

O termo royalties – como designação para as participações governamentais sobre a renda petrolífera – foi empregado pela primeira vez no Brasil na chamada Lei do Petróleo (Lei no 9.478/1997), que regulamentou a possibilidade de concessão das operações de exploração e produção de petróleo, a partir da quebra do monopólio da Petrobras. Antes disso, esse tipo de participação do governo nas rendas da atividade petrolífera já existia, mas era chamada de indenização, numa primeira fase (1953-1989), e compensação financeira, numa fase posterior (1989-1997) (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 40).

De forma geral, os royalties são apontados como recursos compensatórios pagos com vistas a minimização de impactos sociais e ambientais resultantes da atividade petrolífera. Apesar de tal ideia estar muito difundida, inclusive entre gestores e legisladores, este não é um princípio central do recurso. Conforme o mesmo estudo

se os danos ambientais ou sociais fossem o elemento justificador da cobrança de royalties, outras atividades industriais geradoras de externalidades negativas sobre o meio ambiente e social também estariam sujeitas a ela, mas não estão. Na realidade, existem no sistema tributário outros instrumentos mais adequados de internalização dos custos sociais do setor petrolífero, como os impostos seletivos ou as taxas e multas vinculadas ao risco e dano ambiental (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 26).

Os autores complementam a ideia ao recordar não ser fator exclusivo da fase extrativa da cadeia petrolífera o potencial de danos ambientais e/ou sociais. Também as atividades de refino ou de utilização de derivados provocam impactos que não são “compensados” com receitas fiscais (GOBETTI *et al.*, 2020). Assim, em relação aos royalties em 2010, Gobetti (2010) afirma que

na prática, sua distribuição a estados e municípios não tem qualquer relação com os impactos que esses estados e, sobretudo, municípios sofrem. Basta verificar que o município de Campos dos Goytacazes, que não possui qualquer instalação de processamento de petróleo em seu território, recebe mais royalties do que qualquer outro no Rio de Janeiro (R\$ 1,1 bilhão em 2010) e cem vezes mais do que seu vizinho litorâneo, São Francisco de Itabapoana, tão exposto quanto ele às consequências de possíveis desastres ambientais (GOBETTI, 2010, p. 181).

Isto posto, o entendimento é de que a origem econômico-jurídica dos royalties guarda maior relação com “a apropriação, pelos proprietários da jazida, de uma ‘renda extraordinária’ gerada pela exploração econômica de recursos naturais finitos ou não renováveis” (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 27) e, desta forma,

a perda de valor da jazida de petróleo em decorrência da extração de seus recursos no presente implica um custo de oportunidade intertemporal e justifica uma compensação ao seu proprietário, que pode ser uma pessoa física, um grupo social (como no Alasca) ou um Estado-nação (como na maioria dos casos). De outra forma, a finitude desses recursos tem justificado uma crescente preocupação com a justiça intergeracional, ou seja, com regras e instituições que garantam que parte dos royalties seja poupado ou aplicado em investimentos que beneficiem as gerações futuras (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 29).

Portanto, em comum acordo com o que defendem os autores supracitados, o principal argumento que justifica o pagamento dos royalties – ou a função ideal destes instrumentos tributários – deve ser o de promoção de justiça intergeracional, tendo em vista que se trata de recurso finito e não renovável (SERRA, 2005b).

Além dos royalties, existem, no Brasil, outras três participações governamentais: i) o bônus de assinatura – pago pelo concessionário para exploração de um campo de produção, cuja receita é exclusiva da União; ii) o pagamento pela ocupação ou retenção de área em caso de blocos terrestres – devido aos proprietários de áreas em que se encontram as jazidas; iii) a participação especial – tributo extraordinário pago pelos concessionários em caso de produção em campos de grande volume ou de grande rentabilidade.<sup>3</sup>

A exploração e produção de petróleo e gás natural em território brasileiro têm propiciado receitas de participações governamentais significativas aos cofres públicos. Quando se observa somente os royalties e as participações especiais, verifica-se um considerável incremento nos últimos anos. Entre 2000 e 2019, a receita de royalties cresceu 1.156,80% enquanto as participações especiais tiveram um incremento de 3.030,69%. Somadas, atingiram no último ano R\$ 55,99 bilhões (Gráfico 1).

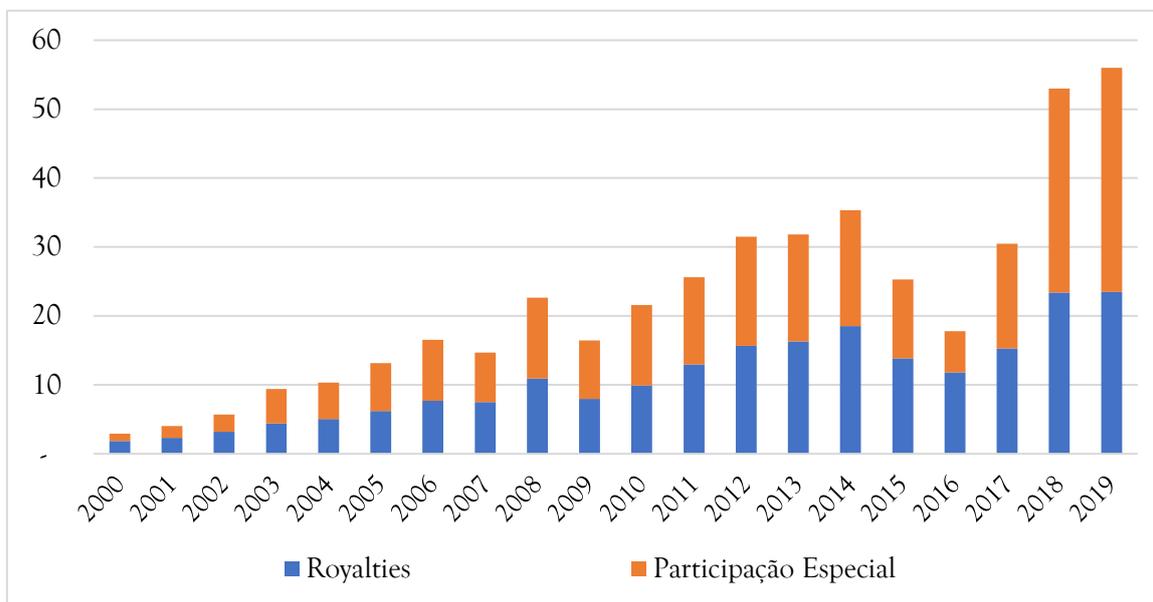
Estas receitas são divididas entre a União e os estados e municípios produtores (ou confrontantes e afetados). Com o relevante incremento da arrecadação das participações governamentais, as atenções dos gestores públicos começaram a se voltar para tais receitas, que conquistaram um novo patamar de importância e, conseqüentemente, entraram no foco da disputa federativa. A regulamentação de sua distribuição, tal como desenhada hoje, privilegia os estados

---

<sup>3</sup> Hoje no Brasil existem três regimes contratuais de exploração e produção de petróleo e gás natural: contrato de concessão, contrato de partilha e cessão onerosa. Nos contratos de concessão, há o pagamento do bônus de assinatura, da ocupação ou retenção de área (blocos terrestres), de royalties sobre a produção com alíquotas que variam de 5% a 10% e, se for o caso, de participação especial (alíquota de 0 a 40%). No contrato de partilha, paga-se um bônus de assinatura e royalties com alíquota fixa de 15% sobre a produção. Já na Cessão Onerosa está previsto o pagamento de 10% de royalties sobre a produção. As regras de distribuição serão melhor detalhadas na seção 3.

e municípios produtores ou que sejam enquadrados como confrontantes ou afetados pela produção de óleo e gás.

**Gráfico 1 – Total de Royalties e Participação Especial distribuídos – Brasil (2010-2019). Em R\$ bilhão**



Fonte: Anuários Estatísticos da ANP (2010 e 2020). Elaboração própria.

Com isso, devido ao recente histórico brasileiro de produção de grandes volumes de petróleo e gás natural, seja na bacia de Campos ou, mais recentemente, na bacia de Santos, os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo foram muito beneficiados. O mesmo ocorreu com alguns de seus municípios enquadrados como confrontantes com as estruturas produtoras na plataforma continental. Para estes entes, as participações governamentais recebidas representam aportes significativos em seus orçamentos. A título de ilustração, em 2019, 89,65% dos R\$ 6,56 bilhões de royalties distribuídos entre todos os estados brasileiros foram destinados ao Espírito Santo, São Paulo e Rio de Janeiro. Este último, sozinho, foi beneficiário de 68,74%. Em relação a participação especial, 99,63% dos R\$ 11,64 bilhões distribuídos aos estados tiveram como destino as mesmas três unidades federativas, com destaque para o Rio de Janeiro que recebeu 76,32% do recurso.

Observa-se, portanto, uma forte concentração dos recursos das participações governamentais na região sudeste, principalmente no Rio de Janeiro, em função da regulamentação estabelecida, que permite que sua posição geográfica em relação aos grandes campos produtores na plataforma continental privilegie o estado para o recebimento.

Em relação ao enquadramento dos municípios para recebimento de royalties da produção de petróleo e gás natural, este pode ocorrer: i) pela existência de campos de terra no território, ii) pelo enquadramento como confrontante com campos localizados na plataforma continental ou por ser limítrofe, iii) por possuir instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural em seus territórios ou por serem afetados por elas.

A receita a ser recebida pelos municípios varia conforme as regras de enquadramento, além dos outros fatores determinantes para a arrecadação de royalties<sup>4</sup>. Já as participações especiais têm destinação mais restrita, englobando somente municípios em que ocorra a produção ou que sejam confrontantes com a produção na plataforma continental.

Assim como acontece com os estados, as receitas de participações governamentais destinadas aos municípios também são muito concentradas. Em 2019, 81,57% dos R\$ 8,06 bilhões de receitas de royalties distribuídas aos municípios tiveram como destino municípios dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo. Os municípios fluminenses enquadrados receberam 59,16% do recurso. Em relação a participação especial, a concentração é ainda maior: 99,24% dos R\$ 3,15 bilhões distribuídos foram para municípios fluminenses, capixabas e paulistas, com destaque para Maricá (RJ) e Niterói (RJ), que obtiveram 30,70% e 27,01% das participações especiais distribuídas aos municípios no ano passado.

Como explanado na seção, a lógica da regulamentação dos royalties estruturada na legislação brasileira promove uma descentralização dos recursos fiscais, ao privilegiar os entes subnacionais na sua distribuição, e provoca uma concentração muito forte das receitas nos poucos estados e municípios próximos aos campos de produção na plataforma continental, onde o país tem produção mais pujante.

O processo de regulamentação – e suas modificações – em torno dos royalties do petróleo, mesmo que com outras nomenclaturas, vem ocorrendo desde o início da extração deste recurso natural em território nacional. Assim como em outros debates na disputa federativa por recursos, este processo também denota uma disputa de interesses posta desde sua origem e intensificada mais recentemente em função da ampliação substantiva das receitas.

---

<sup>4</sup> Ao serem apuradas, os principais elementos que interferem diretamente no montante de receitas de royalties são: o volume de produção dos hidrocarbonetos, o preço internacional do barril de petróleo e a taxa de câmbio.

Muitas vezes, mais do que aspectos considerados técnicos (de impactos negativos, confrontação, localização geográfica), a regulamentação da destinação do recurso é reflexo de decisões legislativas postas nos momentos históricos, conforme demonstrou Gobetti *et al.* (2020). De acordo com Serra (2005 *apud* GOBETTI *et al.*, 2020), ao analisar os debates legislativos nos anos 1980, o rateio proposto pela legislação atual partiu do pressuposto de “promover políticas regionais compensatórias, compensar os beneficiários pelos alegados ônus causados pela atividade petrolífera e avançar no processo de descentralização fiscal” (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 53). Porém, de acordo com Serra (2005),

Se são louváveis estes propósitos, não o é, contudo, o instrumento (o rateio dos royalties) que os congressistas escolheram para operá-los. Pode-se argumentar que, se são os impactos sobre as infraestruturas dos municípios confrontantes que retoricamente justificavam a distribuição dos royalties, faltou qualquer proposição sobre mecanismos de mensuração dos referidos impactos. Ou ainda, como já se fez referência, se o royalty é tomado como instrumento de políticas regionais compensatórias, carece de aperfeiçoamento esta escolha, uma vez que nenhum mecanismo de medição de desigualdades, seja dinâmico ou estático, fora proposto pelos congressistas (SERRA, 2005, p. 183 *apud* GOBETTI *et al.*, 2020, p. 54).

Assim sendo, para o autor, os critérios de definição debatidos pelos legisladores tinham uma forte conotação de uma “política clientelista”, mais do que aspectos técnicos (GOBETTI *et al.*, 2020).<sup>5</sup>

Diante desta reflexão, cabe então entender o funcionamento atual e as regras de distribuição das receitas de royalties do petróleo e gás natural no Brasil.

### 3. Royalties: funcionamento e regras de distribuição

Nos anos 1950, juntamente com a criação da Petrobras, surgiram as primeiras regras de arrecadação e distribuição de participações governamentais oriundas da produção de petróleo e gás natural no Brasil. Naquele momento, a lei nº 2.004/1953 instituiu uma “indenização”, que correspondia a 5% sobre o valor do óleo extraído, xisto ou gás. Esta indenização deveria ser paga aos estados e territórios onde ocorresse a lavra e estes, por sua vez, deveriam repassar 20% do que fosse recebido aos municípios de acordo com a produção em cada localidade (BRASIL, 1953).

Em 1957, a mesma lei foi alterada pela lei nº 3.257, que garantiu que, nos municípios onde ocorresse a produção, fosse paga de forma direta a indenização de 1% sobre o valor extraído, sem mediação do estado. E, desta forma, o estado

---

<sup>5</sup> Para melhor contextualização das disputas políticas travadas no Congresso Nacional em torno do debate da distribuição dos recursos fiscais oriundos da indústria do petróleo, ver Serra (2005a).

manteve o recebimento do percentual de 4%. De acordo com Gobetti *et al.*, “esses dispositivos (...) apontam para um viés localista na origem da política de distribuição das indenizações entre as esferas governamentais, tendo em vista que nada ficava com a União” (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 40).

A partir dos anos 1960, com o início da produção de petróleo na plataforma continental, é incluído na lei nº 2.004/1953, através do decreto-lei nº 523/1969, um parágrafo que garantiu o repasse dos 5% da indenização sobre a produção em mar para o “Departamento Nacional da Produção Mineral, do Ministério das Minas e Energia, para constituição do Fundo Nacional de Mineração e ao Ministério da Educação e Cultura, para o incremento da pesquisa e do ensino de nível superior no campo das geociências” (BRASIL, 1969).

Em 1973, através do Decreto-Lei nº 1.288/1973, este parágrafo foi substituído, passando a destinar a indenização de 5% da produção na plataforma continental “ao Conselho Nacional do Petróleo - C.N.P., do Ministério das Minas e Energia, para formação de estoques de combustíveis destinados a garantir a segurança e a regularidade de geração de energia elétrica” (BRASIL, 1973). Esta última destinação durou até 1980, momento em que o decreto foi revogado.

Somente em 1985, com a publicação da lei nº 7.453/1985, a indenização referente a produção de petróleo na plataforma continental passou a ser repartida também com estados e municípios. De acordo com o novo parágrafo modificado,

É também devida a indenização aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental, nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Territórios; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios e suas respectivas áreas geo-econômicas, 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas, e 1% (um por cento) para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios (BRASIL, 1985).

Apesar de já haver a distribuição garantida, somente em 1986 através da lei nº 7.525/1986, ficou mais bem definido o que seriam considerados estados e municípios confrontantes a serem beneficiados com o pagamento da indenização (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 41).

Com a promulgação da nova Constituição Federal em 1988, ficou assegurado, no primeiro parágrafo do artigo 20º

à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo

território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração (BRASIL, 1988).

Em 1989, foi aprovada a lei nº 7.990<sup>6</sup>, que incluiu entre os beneficiários do recebimento da – neste momento chamada – compensação financeira os municípios onde se localizam instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e gás natural. Independente de produção marítima ou terrestre, 10% da compensação financeira arrecadada passou a ser destinada para estes municípios. Na análise de Gobetti *et al.*,

Ao estabelecer essa redistribuição, os legisladores reduziram, na mesma magnitude, a fatia da compensação destinada aos estados produtores pela produção *onshore* (que passou de 80% para 70%) e ao fundo especial pela produção *offshore* (que passou de 20% para 10%). Ou seja, reduziu-se então a parcela rateada entre todos os estados e os municípios por intermédio do FPE e do FPM para acomodar o interesse dos novos beneficiários (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 45).

Finalmente, em 1997, foi publicada a lei nº 9.478<sup>7</sup>, conhecida como “lei do petróleo”, documento em que, pela primeira vez, trouxe o termo “royalties” para designar as indenizações ou compensações financeiras da produção de petróleo e gás natural e, além disso, criou a participação especial. A lei do petróleo ainda abriu a possibilidade de ampliação da alíquota de royalties para até 10%, com a consolidação dos royalties excedentes (5% a 10%). “Para o rateio da alíquota básica de 5%, têm-se como beneficiários apenas os municípios onde estão fixadas essas instalações, mas, para rateio dos royalties excedentes, tem-se um conjunto bem maior de municípios (GOBETTI *et al.*, 2020, p. 48).

As leis analisadas até aqui tratam das participações governamentais devidas sobre regime de contratos de concessão. A descoberta de grande volume de petróleo na camada do pré-sal incitou vários debates sobre a regime de exploração a ser empregado nesta nova fronteira exploratória. A partir destes debates foram estabelecidos dois novos modelos a serem empregados: da cessão onerosa – instituído pela lei 12.276/2010 – e da partilha da produção, instituído pela lei nº 12.351/2010.<sup>8</sup>

---

<sup>6</sup> A lei nº 7.990/1989 foi regulamentada pelo decreto nº 1/1991.

<sup>7</sup> A lei nº 9.478/1997 foi regulamentada pelo decreto nº 2.705/1998.

<sup>8</sup> De forma resumida, no regime de concessão, a empresa concessionária assume o risco exploratório e os custos das operações e tem propriedade sobre o óleo e gás produzido. No regime de partilha, os custos das operações são descontados do valor total e a União tem direito a um excedente em óleo produzido. Já no contrato de cessão onerosa, mais específico, a União cedeu à Petrobras o direito de produzir um volume limitado de barris de óleo equivalente em determinada área acordado em contrato e, em contrapartida, obteve ações emitidas pela empresa.

No caso da cessão onerosa, os critérios de arrecadação e distribuição de royalties foram estabelecidos conforme ocorre para os campos sob regime de concessão, com a diferença de tratar de alíquota fixa de 10%. Já nos casos de regime de partilha da produção, a alíquota também é fixa e maior, de 15%. A regulamentação da distribuição dos royalties do regime de partilha foi estabelecida pela lei nº 12.734/2012. Como os dispositivos desta lei foram suspensos em função de uma liminar do STF<sup>9</sup>, a ANP publicou, em 2018, a Resolução de Diretoria nº 454, que determinou a distribuição conforme consta para os casos de regime de concessão.

Dito isto, da maneira como está hoje estabelecido, a União, estados e municípios têm direito ao recebimento dos royalties, que são distribuídos conforme os quadros resumos a seguir:

**Quadro 1 – Rateio dos royalties da produção na plataforma continental entre os entes federativos beneficiários. Em %**

Concessão, Cessão Onerosa e Partilha**			
Beneficiários	Até 5%	Beneficiários	Acima de 5%
Estados confrontantes com poços	30,0%	Estados confrontantes com campos	22,5%
Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas	30,0%	Municípios confrontantes com campos	22,5%
Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	10,0%	Municípios afetados por instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	7,5%
União - Fundo Social (1), Comando da Marinha (2), Educação e Saúde (3)*	20,0%	União - Fundo Social (1), Comando da Marinha e MCTIC (2), Educação e Saúde (3)*	40,0%
Fundo Especial (Municípios)	8,0%	Fundo Especial (Estados)	7,5%
Fundo Especial (Estados)	2,0%	Fundo Especial (Municípios)	

Fonte: Lei nº 7.790/1989; Decreto nº 1/1991, Lei nº 9.478/97; Decreto nº 2.705/98, Lei nº 12.351/10, Lei nº 12.276/2010 e ANP. Elaboração Própria. \*(1) Declaração de comercialidade anterior a 3/12/12 - área/camada pré-sal; (2) Declaração de comercialidade anterior a 3/12/12 - demais situações; (3) Declaração de comercialidade posterior a 3/12/12 - qualquer situação. \*\*Distribuição provisória do regime de partilha, disposta pela Resolução de Diretoria ANP nº 454.

<sup>9</sup> Em 2012, foi publicada a lei 12.734, que versa, entre outras regulamentações, sobre a alteração dos percentuais de distribuição de royalties para municípios, estados e órgãos/fundos da União. Os dispositivos desta lei foram bloqueados por uma decisão em caráter liminar do Supremo Tribunal Federal em relação à Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 4.917/13, impetrada pelo governo do estado do Rio de Janeiro. O julgamento desta ADI havia sido marcado para o final de 2019, mas, desde então tem sido adiado, principalmente por pressão dos estados produtores. Recentemente, alguns Ministros do STF têm se mostrado abertos a referendar um acordo que possa ser estabelecido entre os estados produtores e os não produtores.

**Quadro 2 – Rateio dos royalties da produção em terra entre os entes federativos beneficiários. Em %**

Concessão			
Beneficiários	5%	Beneficiários	5% excedentes
Estados produtores	70,0%	Estados produtores	52,5%
Municípios produtores	20,0%	Municípios produtores	15,0%
Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	10,0%	Municípios afetados por instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	7,5%
União		União - Fundo Social (Capitalização)	12,5%
		União - Fundo Social (Educação e Saúde)	12,5%

Fonte: Lei nº 7.790/1989; Decreto nº 1/1991, Lei nº 9.478/97; Decreto nº 2.705/98, Lei nº 12.351/10 e Lei nº 12.276/2010 e ANP. Elaboração Própria.

Já a participação especial é cobrada apenas dos campos de petróleo sob o regime de contrato de concessão e, diferentemente do caso dos royalties, em que as alíquotas são aplicadas sobre a produção, as participações especiais são calculadas sobre a receita líquida do campo<sup>10</sup>. As alíquotas podem variar entre isento e 40% dependendo da localização da lavra, do volume e do tempo de produção do campo. Sua receita é distribuída entre União (50%), estados produtores ou confrontantes (40%) e municípios produtores ou confrontantes (10%). E, neste caso, não é estabelecido nenhum repasse aos municípios que possuem instalações de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural.

#### 4. Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural: critérios de distribuição

Para a análise que se propõe nesse TD, é importante entender os critérios de distribuição dos royalties para os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural. Em princípio, são consideradas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural, as monoboias, os quadros de boias múltiplas, os quadros de âncoras, os píeres de atracação e os cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural (ANP, 2014, p. 2-3)<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> Receita líquida é o resultado da receita bruta da produção trimestral de cada campo deduzidos os royalties, os investimentos, os custos operacionais, a depreciação e os tributos.

<sup>11</sup> Em 2013, a ANP, cumprindo orientação da Advocacia Geral da União, decidiu classificar, também, “os pontos de entrega às concessionárias de gás de natural produzido no país (city gates) e as Unidades de

Em 2016, foram ampliados os tipos de estruturas a serem consideradas para o cálculo do benefício dos royalties. De acordo com o decreto nº 8.876/2016, passam a ser consideradas as

instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural, monoboias e suas bases de apoio operacional marítimo, quadros de boias múltiplas e suas bases de apoio operacional marítimo, píeres de atracação, cais acostáveis e/ou estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural (BRASIL, 2016).<sup>12</sup>

A partir dos quadros 1 e 2, é possível observar que municípios que possuem tais instalações têm direito ao recebimento de uma parte da distribuição de recursos dos royalties: 10% da alíquota de 5% sobre a produção. Já os municípios afetados por estas instalações têm direito a uma parte dos 7,5% da alíquota que exceder os 5%.

De acordo com a ANP,

A Lei no 7.990/89, regulamentada no Decreto no 01/91, estipula a distribuição de percentual dos royalties da parcela de 5% para os municípios onde se localizam as instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural **em função da movimentação de qualquer volume de petróleo e/ou gás natural**. Pela Lei no 9.478/97 e Portaria ANP 29/2001, o município afetado por instalação de embarque e desembarque de petróleo e/ou gás natural recebe royalties **proporcionalmente aos volumes movimentados em cada instalação** (ANP, 2014, p. 2, grifo nosso).

No caso dos royalties acima de 5%, o montante a ser distribuído aos municípios afetados por instalações aquáticas depende, também, de sua condição: se de município principal, quando a instalação se encontra em seu território – que, neste caso, recebe 40% do montante de royalties referentes à instalação – ou se municípios da zona de influência da instalação<sup>13</sup> – que dividem os outros 60% do

---

Processamento de Gás Natural (UPGNs) como instalações de embarque e desembarque para fins de pagamento de royalties aos municípios afetados por suas operações” (ANP, 2013). Porém, esta classificação foi suspensa por decisão judicial (ABRAMT, 2018).

<sup>12</sup> “Serão consideradas como bases de apoio operacional marítimo para as monoboias, ou para os quadros de boias as instalações que sejam utilizadas como apoio aos pontos de atracação de navios com o objetivo de embarcar ou desembarcar petróleo e que concentrem itens como barcos de apoio, equipes de prevenção de acidentes e danos ambientais, mangotes, dutos, conexões, máquinas e outras instalações necessárias para a operação da monoboia ou do quadro de boias” (BRASIL, 2016).

<sup>13</sup> Municípios que compõem a zona de influência: i) litorâneos que apresentarem limites geográficos pela linha de costa com municípios com monoboias, quadros de boias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação e cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural ou cuja linha de costa situe-se num raio circundante de 10 km (dez quilômetros) das referidas instalações, excluídos os municípios onde se localizarem tais instalações; ii) localizados às margens de lagos ou de baías onde se localizarem monoboias, quadros de boias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação e cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, excluídos os Municípios onde se

recurso. No caso de a instalação ser terrestre, o município em que a estrutura está localizada retém a totalidade dos royalties (ANP, 2014, p. 3-4).

Um outro ponto importante diz respeito ao fato de o município só ser beneficiário de royalties nos meses em que houver movimentação de petróleo e gás natural pelas instalações por ele afetado, segregados pela origem do hidrocarboneto, se mar ou terra, independentemente da localização da instalação.

De forma resumida, em relação à parcela de até 5%, independente do volume movimentado na instalação, o percentual de 10% é compartilhado igualmente entre todos os municípios que possuem este tipo de instalação em seus territórios, de acordo com a origem do óleo ou gás que transitou pela estrutura. Já em relação à porção acima de 5%, a distribuição depende do volume de petróleo ou gás natural movimentado em cada instalação e é distribuído entre os municípios onde se encontra a instalação (principal) e àqueles pertencentes à zona de influência.

Com vistas a apuração dos critérios e posterior distribuição dos recursos, a ANP, por meio da portaria nº 29/2001, determina que as operadoras forneçam um conjunto de informações mensalmente, como:

- I - tipo de instalação, segundo a classificação referida no § 2º do art. 2º;
- II - Município onde se localiza a instalação;
- III - coordenadas geográficas delimitadoras do perímetro da instalação;
- IV - volumes de petróleo e de gás natural produzidos no País embarcados na instalação e dela desembarcados, discriminando as datas de movimentação e a origem e o destino dos volumes (ANP, 2001).

Com estas informações, a agência realiza o cálculo e distribuição dos royalties para municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural. Porém, apesar dos critérios de distribuição e a metodologia de cálculo serem bem claros, em contrapartida, a efetivação da distribuição parece não ser simples. De acordo com a própria ANP (S.d), em seu manual de cálculo dos royalties, ao seguir as etapas da metodologia de cálculo para apuração dos royalties a serem recebidos por cada município,

O valor encontrado (...) é um valor próximo ao montante que é distribuído aos municípios que possuem tais instalações. Isso se deve ao fato de que há decisões judiciais em favor de alguns municípios e que afetam diretamente o montante a ser distribuído a todos. Portanto, como cada decisão judicial tem suas

---

localizarem as referidas instalações; iii) atravessados por rios ou localizados às margens de rios onde se localizarem monoboias, quadros de boias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação e cais acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural e situados a jusante das referidas instalações, excluídos os Municípios onde se localizarem tais instalações (ANP, 2014, p.4).

peculiaridades, seria bastante longo e custoso exemplificar o método de cálculo para se chegar ao valor final exato (ANP, S.d., p. 3).

Mesmo se tratando de receitas de baixa previsibilidade e de natureza finita, muitos entes da federação se encontram dependentes destas rendas para execução de seus orçamentos anuais e isto torna sua regulamentação alvo constante de questionamentos judiciais, o que acaba implicando em inúmeras modificações na destinação do recurso – quem deve receber e quanto deve receber – ao longo da história.

Assim, apesar das regras estabelecidas, frequentemente a realidade parece não refletir o disposto na legislação. Parece haver uma certa desconexão entre os regulamentos e a efetivação dos depósitos aos beneficiários, o que implica, inclusive em dificuldade de acompanhamento e fiscalização destas receitas.

A próxima seção apresenta o processo em curso de privatização de refinarias e terminais da região sul e trata dos possíveis impactos da venda na arrecadação de royalties em municípios que possuem instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural – ou que são afetados por elas – ligadas à atividade de transferência de óleo e gás natural para o refino na região sul do Brasil.

## 5. Refinarias e Terminais postos para privatização e possíveis impactos na geração de royalties

O programa de desinvestimentos formatado pela direção da Petrobras e divulgado ainda em 2017 discriminou uma série de ativos a serem vendidos pela empresa com argumento principal de necessidade de redução do endividamento e foco de investimentos em exploração e produção (E&P). De acordo com a empresa,

As parcerias fazem parte do nosso reposicionamento estratégico nos segmentos de refino, transporte e logística em linha com o nosso Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão, que prevê o estabelecimento de parcerias e desinvestimentos como uma das principais iniciativas para mitigação de riscos, agregação de valor, compartilhamento de conhecimentos, fortalecimento da governança corporativa e melhoria de nossa financiabilidade (PETROBRAS, 2018).

Dentre as estruturas a serem desmobilizados, foram divulgados como prioritários oito refinarias e seus conjuntos de ativos logísticos correspondentes, incluindo os terminais<sup>14</sup>. Toda esta estrutura representa metade do parque de refino

---

<sup>14</sup> Em 01 de outubro de 2020, o Supremo Tribunal Federal rejeitou uma ação do Congresso Nacional, que questionava e pedia suspensão da privatização de ativos da Petrobras, através do desmembramento da empresa com a criação de subsidiárias. Com esta decisão, a venda das refinarias e terminais foi “autorizada” sem necessidade de aprovação da transação pelas casas legislativas.

da empresa. Numa primeira fase, em junho de 2019, as refinarias Abreu e Lima (Rnest) em Pernambuco, Landulpho Alves (Rlam) na Bahia, Presidente Getúlio Vargas (Repar) no Paraná, Alberto Pasqualini (Refap) no Rio Grande do Sul foram anunciadas para venda.

Em 13 de setembro de 2019, foi anunciado o processo de venda de um segundo bloco de refinarias, sendo ofertadas a Refinaria Gabriel Passos (Regap) em Minas Gerais, Refinaria Isaac Sabbá (Reman) no Amazonas e a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor) no Ceará e a Unidade de Industrialização do Xisto (Six) no Paraná. Em março de 2020, a Petrobras suspendeu temporariamente o processo de privatização das refinarias em função da crise sanitária mundial provocada pelo coronavírus, retomando no segundo semestre do mesmo ano. Em julho, divulgou o andamento da venda da Rlam e em setembro de 2020 já foram anunciadas as propostas de interesse de compra da Repar. Com exceção da Regap e sua estrutura, todas as outras refinarias postas à venda estão localizadas nas regiões norte/nordeste e sul.<sup>15</sup>

No que diz respeito às finanças públicas, toda esta estrutura econômica centralizada nas refinarias gera um fluxo importante de arrecadação fiscal aos estados e aos municípios do entorno. Há um impacto significativo na arrecadação de tributos como, por exemplo, o ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação) estadual – e suas cotas-parte municipais – e os ISS (Imposto Sobre Serviços) municipais. E, para além dos impostos, a presença dos terminais adjacentes, que garantem o abastecimento de óleo e gás para beneficiamento nas refinarias, gera um volume importante de royalties para os municípios afetados por estas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

### 5.1. A possibilidade de privatização da Refap e Repar e os impactos na arrecadação de royalties de municípios do entorno

Conforme já apontado, a Petrobras assumiu, nos últimos anos, uma nova estratégia cujo foco são os investimentos em E&P, principalmente nas áreas do pré-sal. Para tanto, a empresa tem buscado sair da atuação no refino e na logística em algumas regiões do país, como o norte/nordeste e sul<sup>16</sup>. Em relação aos ativos a serem disponibilizados nesta última, de acordo com a Petrobras,

---

<sup>15</sup> Para consultar os teasers de venda das refinarias da Petrobras, consultar a área de Relações com Investidores da Petrobras (<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>).

<sup>16</sup> Para mais informações sobre a nova estratégia da empresa, principalmente em relação ao nordeste, consultar o Texto para Discussão de autoria de Leão e Coutinho (2020).

A subsidiária do Sul compreenderá as refinarias Alberto Pasqualini (REFAP), no Rio Grande do Sul, e Presidente Getúlio Vargas (REPAR), no Paraná, bem como os ativos de logística (dutos e terminais) operados pela Transpetro e integrados a essas refinarias: quatro terminais aquaviários (Paranaguá, São Francisco do Sul, Tramandaí, Niterói), três terminais terrestres (Guaramirim, Itajaí e Biguaçu), dois dutos de suprimento de petróleo, dois polidutos e quatro dutos de derivados interligando as refinarias às bases e terminais de distribuição (PETROBRAS, 2018).

Essa informação das estruturas envolvidas nas vendas das refinarias é importante para avaliar os possíveis impactos desta “retirada” da atuação da Petrobras na região sul, no que se refere, especificamente, à arrecadação de royalties dos municípios afetados por instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

O estado do Rio Grande do Sul (ERS) não possui, em seu território, campos de produção de petróleo e gás natural, de forma que a atuação da Petrobras neste estado ocorre pela presença da Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), da Termelétrica Sepé Tiaraju, dos Terminais Rio Grande, Osório e Niterói e do gasoduto Brasil-Bolívia – trecho sul. A Refap, localizada em Canoas, iniciou suas atividades em 1968. Em 2001, tornou-se sociedade anônima, tendo a Petrobras, através da subsidiária Downstream Participações S.A., como principal acionista. Em 2010, a Petrobras voltou a adquirir a refinaria, que passou a reintegrar o parque de refino da companhia<sup>17</sup>.

A refinaria tem capacidade de refino de 208 mil barris/dia, o que representa 9% da capacidade de refino do Brasil e atende, principalmente, o mercado da região sul. Seus principais produtos são diesel, gasolina, GLP, óleo combustível, querosene de aviação, solventes (hexano, aguarrás e petrosolve), asfalto, coque, enxofre e propeno, com destaque para os dois primeiros que representam 49% e 26% da produção, respectivamente. A Petrobras dispôs para venda não só a refinaria, como 260km de oleodutos (Ornit, Orsul 6”, Orsul 10”, Oscan 16” I e Oscan 22”) e os terminais de Niterói e Tramandaí (PETROBRAS, 2019a).

Já o estado do Paraná (EPR) possui a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) localizada junto à jazida em São Mateus do Sul (PR) e, fora esta produção, não há, na região sul, nenhum outro campo de extração e produção de hidrocarbonetos significativo em atividade. Em relação a outras estruturas, há, instalada no município de Araucária, a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Refap), que está conectada ao Terminal Marítimo de São Francisco do Sul (SC), ao Terminal Marítimo de Paranaguá (PR), e aos oleodutos de Santa Catarina-Paraná (Ospar),

<sup>17</sup> Para mais informações: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-alberto-pasqualini-refap.htm>. Acesso em 19 de outubro de 2020.

Araucária-Paranaguá (Olapa) e Paraná-Santa Catarina (Opasc). A Repar iniciou suas atividades em 1977 e, atualmente, é a maior indústria de porte do sul do Brasil<sup>18</sup>, segundo a própria companhia.

Esta refinaria possui a mesma capacidade de refino da Refap, 208 mil barris/dia e atende, principalmente, os mercados do Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e do Mato Grosso do Sul. Os principais produtos são diesel, gasolina, GLP, coque, asfalto, óleos combustíveis, querosene de aviação, propeno e óleos marítimos, com destaque para os dois primeiros que representam 41% e 25%, respectivamente. A Petrobras dispôs para venda não só a refinaria, como 476km de oleodutos (Opasc, Olapa e Ospar) e os terminais de Paranaguá (PR), São Francisco do Sul (SC), Guaramirim (SC), Itajaí (SC), Biguaçu (SC) (PETROBRAS, 2019b).

Como visto, apesar das refinarias, por sua grandeza, serem os ativos com maior visibilidade na divulgação dos processos de privatização, o pacote envolve muitas outras estruturas, incluídos os terminais de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. A privatização deste conjunto de ativos, poderá impactar nas finanças públicas dos municípios que hoje são beneficiários de royalties, enquadrados como municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural ou afetados por elas.

Nas próximas seções são analisados o caso da relação da Refap com o Terminal de Tramandaí e os impactos fiscais para o município de Imbé, todos no Rio Grande do Sul e da relação da Repar, no Paraná, com o Terminal de São Francisco do Sul e os impactos fiscais para o município de São Francisco do Sul, em Santa Catarina.

O terminal de Tramandaí possui dois sistemas de monoboias instalados em mar aberto para carga e descarga de petróleo e derivados e atende à Refap e à petroquímica Braskem através do Oleoduto Osório-Canoas (Oscan). Já o Terminal de São Francisco do Sul é utilizado para armazenar e transferir petróleo recebido dos navios por monoboia e enviar, através do oleoduto Santa Catarina-Paraná (Ospar), para a Repar<sup>19</sup>. Ambos são operados pela subsidiária Transpetro.

<sup>18</sup> Para mais informações: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-presidente-getulio-vargas-repar.htm>. Acesso em 19 de outubro de 2020.

<sup>19</sup> Para mais informações, consultar: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-osorio.htm>; <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-sao-francisco-do-sul.htm>; <http://transpetro.com.br/transpetro-institucional/nossas-atividades/dutos-e-terminais/terminais-aquaviarios/osorio-rs.htm>; <http://transpetro.com.br/transpetro-institucional/nossas-atividades/dutos-e-terminais/terminais-aquaviarios/sao-francisco-do-sul-sc.htm>. Acesso em 19 de outubro de 2020.

## 5.2 Refap e o Terminal de Tramandaí

Como foi demonstrado, no caso do estado do Rio Grande do Sul, os municípios que possuem instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural relacionadas ao complexo da Refap têm direito ao recebimento de uma parcela dos 10% da alíquota mínima de 5% dos royalties e aqueles que são afetados por essas instalações têm direito a uma parcela dos 7,5% da alíquota excedente que varia de 5% a 15%.

De acordo com o Atlas Socioeconômico do governo do estado, no Rio Grande do Sul há

A distribuição de petróleo e derivados descarregados de navios pelo sistema de monoboias da Petrobras instalado em mar aberto, junto a costa de Tramandaí, [que] é feita utilizando o sistema de oleodutos que liga o Terminal Marítimo da Petrobrás - Tedut, localizado em Osório a Refap - Refinaria Alberto Pasqualini e ao Terminal de Niterói - Tenit em Canoas (RIO GRANDE DO SUL, 2017).

Em função destas instalações no território gaúcho, em 2019, nove municípios receberam receitas dos royalties do petróleo e gás natural: Araricá (R\$ 4,74 milhões), Canoas (R\$ 1,67 milhão), Cidreira (R\$ 11,55 milhões), Gravataí (R\$ 984,66 mil), Igrejinha (R\$ 2,43 milhões), Imbé (R\$ 19,09 milhões), Osório (R\$ 45,76 milhões), São Francisco de Paula (R\$ 4,15 milhões) e Tramandaí (R\$ 21,99 milhões). Na próxima seção será apresentado o estudo de caso de Imbé.

### 5.2.1. Privatização da Refap e do Terminal de Tramandaí e arrecadação de royalties em um município afetado: o caso de Imbé

Imbé é um dos municípios gaúchos que mais recebe royalties do petróleo. Ele se enquadra no recebimento de royalties referente a alíquota básica de 5% por conter em seu território alguma instalação de embarque e desembarque de petróleo e gás natural e, também, por ser enquadrado como zona de influência do Terminal de Tramandaí (alíquota acima de 5%).

A receita de royalties recebida representa um montante significativo no total das receitas orçamentárias de Imbé. Como é possível visualizar na Tabela 1, a participação dos royalties no total das receitas orçamentárias do município cresceu de 9,82% para 13,77% entre 2011 e 2013. Após cair de 2013 a 2016, a participação novamente voltou a se ampliar de 7,26% para 19,39%, entre 2016 e 2018. Em 2019 a participação foi de 14,93%.

Em termos absolutos, o comportamento da arrecadação de royalties em Imbé também foi de queda entre 2013 e 2016, saindo de R\$ 8,9 milhões para R\$

5,9 milhões e de forte crescimento nos dois anos seguintes, chegando a um valor de R\$ 22,2 milhões em 2018.

**Tabela 1 – Royalties recebidos e receita orçamentária anual no município de Imbé (2011-2019). Em R\$**

Ano	Valor (R\$)		Partic. Royalties na RT
	Royalties Acumulado no Ano	Receita Orçamentária Total	
2011	4.671.093,21	47.565.471,88	9,82%
2012	6.684.281,82	51.141.200,23	13,07%
2013	8.938.283,29	64.934.359,25	13,77%
2014	10.134.599,16	77.630.034,33	13,05%
2015	7.408.256,07	74.027.295,37	10,01%
2016	5.895.149,15	81.201.509,36	7,26%
2017	14.078.904,05	89.423.609,96	15,74%
2018	22.147.968,33	114.239.587,67	19,39%
2019	19.087.572,58	127.854.745,77	14,93%

Fonte: ANP – Valor mensal dos royalties dos beneficiários; Portal de Transparência da PMI – Balanço Orçamentário. Elaboração própria.

Como será observado posteriormente, é importante frisar que os processos de aumento descritos nos dois períodos – (i) 2011 a 2013 e (ii) 2016 a 2018 – estiveram relacionados a diferentes aspectos. No primeiro período, associou-se ao aumento do volume de petróleo processado pela Refap, o que leva ao entendimento de que houve maior movimentação nos terminais do entorno e, no segundo, ao crescimento do preço do barril de petróleo (ver Tabela 2).

Todavia, em ambos os períodos, além dos impactos referentes às oscilações do petróleo processado pela Refap e dos preços do barril de petróleo, a receita de royalties recebida variou significativamente em função, também, de alterações na legislação ou na interpretação da justiça sobre que tipo de estruturas se enquadram no conceito de instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, conforme informações sistematizadas no Quadro 2<sup>20</sup>.

Diante de uma possível privatização, as finanças públicas dos municípios afetados por esse processo podem ser impactadas. Isto porque o novo proprietário da refinaria pode optar por uma maior utilização de hidrocarbonetos importados em detrimento do nacional, o que impacta diretamente na arrecadação dos royalties,

<sup>20</sup> Conforme exposto ao longo do texto, este tipo de enquadramento para recebimento de royalties é alvo de inúmeras disputas jurídicas entre municípios e ANP. Isto implica em uma certa instabilidade da definição do conjunto de municípios beneficiários e do valor a ser recebido por cada um, principalmente em relação aos recursos relativos aos royalties até 5%, que têm por regra serem distribuídos igualmente entre todos os beneficiários que possuem estruturas de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, dependendo somente da origem do óleo ou gás, se terra ou mar.

considerando que esses recursos têm origem na exploração e produção do petróleo em território nacional. Portanto, o trânsito de óleo bruto importado pelos terminais que se conectam com a refinaria não geraria royalties aos municípios em que estas estruturas estão instaladas ou que sejam afetados por elas.

**Quadro 2 – Alterações legais e medidas judiciais que impactaram no recebimento de receitas de royalties em Imbé-RS (2010-2018)**

Período	Medida	Descrição da Medida	Impactos para Imbé
Abr.2010	Decisão Judicial	STJ aprova recurso da ANP determinando, conforme regulamento, que compensação financeira só é devida aos municípios onde estão instaladas monoboias, píeres de atracação e demais locais com embarque e desembarque de óleo bruto e impediu o envio do recurso ao município por entender que a cidade não preenchia os requisitos para o recebimento.	Perde royalties
Fev.2011	Ação do município de Contestação de Decisão Judicial	Imbé contesta decisão do STJ de não pagamento de royalties.	Mantém estado anterior
Jun.2011	Indeferimento de liminar formulada pelo município	STF indefere liminar formulada no processo de Imbé.	Mantém estado anterior
Out.2013	Arquivamento da ação do município	Ação do município é arquivada no STF.	Mantém estado anterior
Jun.2014	Negação do provimento ao recurso de Imbé	STF nega provimento ao recurso de Imbé.	Mantém estado anterior
Out.2016	Decreto nº 8.876	Presidente Temer edita decreto que altera destinação de royalties ampliando o impacto para "instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural as monoboias e suas bases de apoio operacional marítimo, os quadros de boias múltiplas e suas bases de apoio operacional marítimo, os píeres de atracação, os cais acostáveis e as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural", o que inclui Imbé.	Ganha royalties
Mai.2017	Decreto nº 9.042	Temer edita decreto que altera cálculo do preço médio de referência do petróleo produzido, impactando o valor a ser arrecadado.	Impacto indeterminado

Fonte: Decretos e sites virtuais do STF e STJ. Elaboração própria.

Para demonstrar esta influência, foi elaborada uma simulação de arrecadação de royalties (7,5% da parcela excedente fixada em 5%) tendo como referência o volume de petróleo processado na refinaria, conforme Tabela 2. Tanto nos períodos de maior processamento de petróleo nacional, como nos momentos de subutilização das refinarias, quando foi reduzido o refino do petróleo produzido no Brasil, observam-se implicações importantes em termos de geração de royalties, como apontam as estimativas realizadas pelo Inep.

**Tabela 2 – Preço do Brent, Petróleo Processado na Refap, Produção Nacional Processada na Refap e Estimativa de Arrecadação de Royalties (2011-2019)<sup>21</sup>**

Ano	Preço Brent (R\$)	Var. Ano / Ano anterior (%)	Petróleo processado (bbl)	Var. Ano / Ano anterior (%)	Produção Nacional (bbl)	Var. Ano / Ano anterior (%)	Estimativa Royalties (alíquota acima de 5%, R\$)	Var. Ano / Ano anterior (%)
2011	186,14	-	54.663.908,46	-	27.765.171,18	-	19.380.342,79	-
2012	217,63	16,92%	57.362.337,58	4,94%	32.382.608,76	16,63%	26.427.439,46	36,36%
2013	234,37	7,69%	72.456.994,72	26,31%	47.033.041,78	45,24%	41.336.002,91	56,41%
2014	231,34	-1,29%	70.342.983,29	-2,92%	47.571.537,57	1,14%	41.269.921,81	-0,16%
2015	172,26	-25,54%	64.148.457,62	-8,81%	47.602.332,48	0,06%	30.749.977,71	-25,49%
2016	150,39	-12,69%	55.572.628,75	-13,37%	46.704.877,23	-1,89%	26.340.644,39	-14,34%
2017	173,25	15,19%	50.950.020,95	-8,32%	47.239.819,28	1,15%	30.690.492,68	16,51%
2018	258,75	49,35%	50.376.415,44	-1,13%	43.575.640,14	-7,76%	42.282.119,06	37,77%
2019	253,87	-1,89%	52.443.385,38	4,10%	42.909.159,30	-1,53%	40.849.992,38	-3,39%

Fonte: ANP – Dados Estatísticos; US Energy Information Administration – Petroleum & Other Liquids. Elaboração própria.

Ao analisar os dados da estimativa de royalties, observa-se que os maiores crescimentos desta variável foram registrados em 2012 (36,36%), 2013 (56,41%), 2017 (16,51%) e 2018 (37,77%). No que se refere a 2012, este ganho tem relação com o aumento do preço (16,92%), assim como o aumento do óleo de origem nacional processado (16,63%) na Refap. Já em 2013, fica clara a influência do aumento do produto nacional processado (45,24%) no ganho da arrecadação, tendo em vista que o preço aumentou somente 7,69%, enquanto a arrecadação de royalties cresceu em 56,41%. De 2014 em diante, as oscilações têm maior relação com a variação do preço internacional, seja de sua queda, em 2015 e 2016, seja do aumento em 2017 e 2018. Em 2019, tanto a queda do preço do barril (-1,89%) quanto a

<sup>21</sup> O decreto nº 9.042/2017 define uma nova metodologia de cálculo do preço de referência do petróleo produzido em cada campo e a cada mês. Cabe à ANP calcular e divulgar estes valores médios de referência. Para a simulação, optou-se por utilizar o preço médio do Brent em reais, isto porque seria muito difícil estimar o campo de origem exato de todo o óleo processado na Refap. Tendo em vista que o objetivo aqui é o de estabelecer um comparativo anual, a utilização de uma mesma referência de preço para todos os anos não prejudica a análise. Além disso, estipulou-se a alíquota de arrecadação de 5% excedentes considerando o que foi apresentado nas seções anteriores de que somente esta parcela sofre influência do volume de hidrocarboneto movimentado. Tais observações também são válidas para a Tabela 4.

redução de óleo nacional refinado (-1,53%) influenciaram a queda da estimativa de royalties (-3,39%).

É importante observar também que, neste período, desde 2013 houve uma redução significativa no volume total de óleo processado na Refap, mas essa redução ocorreu em maior proporção no volume do óleo importado, de forma que a manutenção mais estável do volume de óleo nacional processado ajudou a segurar a queda na arrecadação dos royalties.

Quando se olha para o caso de Imbé (Tabela 1), no mesmo período, verifica-se que os maiores ganhos obtidos em arrecadação de royalties foram, também, em 2012 (43,10%), 2013 (33,72%), 2017 (138,82%) e 2018 (57,31%). As razões que explicam os crescimentos registrados na arrecadação de royalties do município são semelhantes à análise mais geral, com exceção de 2017 em que, conforme demonstrado no Quadro 2, esta receita sofreu influência das mudanças de definição das instalações de embarque e desembarque que fazem jus ao recebimento de royalties, consolidadas no decreto nº 8.876 de outubro de 2016.

### 5.3 Repar e o Terminal de São Francisco

Conforme já exposto, fora a produção de xisto no Paraná, não há, na região sul, nenhum outro campo de extração e produção de petróleo em atividade. Desta forma, com exceção de São Mateus do Sul<sup>22</sup>, também os royalties recebidos pelos municípios dos estados do Paraná e de Santa Catarina são gerados a partir das estruturas de embarque e desembarque de petróleo e gás natural presentes no estado em conexão com a Repar.

Em função destas instalações, em 2019, dois municípios do Paraná e 14 de Santa Catarina receberam royalties do petróleo: Araucária (R\$ 1,67 milhão), Campo Largo (R\$ 860,13 mil), Araquari (R\$ 5,83 milhões), Balneário Barra do Sul (R\$ 5,83 milhões), Brusque (R\$ 741,86 mil), Garuva (R\$ 5,83 milhões), Gaspar (R\$ 869,74 mil), Guaramirim (R\$ 1,08 milhão), Itapoá (R\$ 5,83 milhões), Joinville (R\$ 6,63 milhões), Nova Veneza (R\$ 1,01 milhão), São Francisco do Sul (R\$ 26,01 milhões), São Pedro de Alcântara (R\$ 820,91 mil), Tijucas (R\$ 968,64 mil), Tubarão (R\$ 837,67 mil) e Urussanga (R\$ 975,76 mil). Na próxima seção será apresentado o estudo de caso de São Francisco do Sul.

<sup>22</sup> De acordo com a Petrobras, “desde 2013 [até meados de 2020], a SIX já pagou mais de R\$ 63 milhões em royalties (20% para o município de São Mateus do Sul)” (MURAN, 2020).

### 5.3.1 Privatização da Repar e do Terminal de São Francisco do Sul e arrecadação de royalties em um município afetado: o caso de São Francisco do Sul (SC)

Como visto, em função de possuir instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, ou de ser afetados por elas, municípios do Paraná e de Santa Catarina recebem receita de royalties. Para alguns deles, os valores recebidos representam uma parcela importante de suas receitas orçamentárias, e este é o caso de São Francisco do Sul (SC). Por abrigar em seu território o Terminal de São Francisco do Sul (Tefran), o município se enquadra no recebimento de royalties referente a alíquota básica de 5% e, também, por ser enquadrado como município principal do próprio terminal (alíquota excedente acima de 5%).

**Tabela 3 – Royalties recebidos e receita orçamentária anual no município de São Francisco do Sul (SC) (2011-2019)**

Ano	Valor (R\$)		Partic. Royalties na RT
	Royalties Acumulado no ano	Receita Orçamentária Total	
2011	29.580.724,46	144.598.674,29	20,46%
2012	35.731.667,08	154.961.450,27	23,06%
2013	36.665.073,61	174.647.427,57	20,99%
2014	41.017.621,92	203.684.456,75	20,14%
2015	26.073.398,17	186.979.221,89	13,94%
2016	15.356.097,52	198.857.782,78	7,72%
2017	17.327.595,11	215.758.489,09	8,03%
2018	32.735.841,81	235.325.381,89	13,91%
2019	26.011.505,15	270.685.395,23	9,61%

Fonte: ANP – Valor mensal dos royalties dos beneficiários; Portal de Transparência da PMSFS – Contas Públicas: receitas arrecadadas. Elaboração própria.

Como é possível visualizar na Tabela 3, a participação dos royalties no total das receitas orçamentárias do município já esteve em torno de 20% entre 2011 e 2014. Após cair de 2015 a 2017, a participação novamente se ampliou de 7,72% para 13,91%, entre 2016 e 2018. Em 2019, voltou a cair, representando 9,61% da receita total. Como será observado posteriormente, é importante frisar que as variações descritas também estiveram relacionadas a diferentes aspectos. No primeiro período, associou-se a uma combinação do preço do barril com o aumento do volume de petróleo processado pela Repar e, no segundo, fundamentalmente às oscilações do preço do barril de petróleo.

Da mesma forma como exposto para o caso da Refap, diante da privatização da Repar e dos terminais a ela vinculados, as finanças públicas dos municípios afetados por esse processo também podem ser prejudicadas, conforme

já explicitado na seção anterior. Tanto nos períodos de maior processamento de petróleo nacional na Repar, como nos momentos de subutilização das refinarias, quando foi reduzido o refino do petróleo aqui produzido, observam-se implicações importantes em termos de arrecadação para São Francisco do Sul, como apontam as estimativas realizadas pelo Inep na Tabela 4.

**Tabela 4 – Preço do Brent, Petróleo Processado na Repar, Produção Nacional Processada na Repar e Estimativa de Arrecadação de Royalties (2011-2019)**

Ano	Preço Brent (R\$)	Var. Ano / Ano anterior (%)	Petróleo processado (bbl)	Var. Ano / Ano anterior (%)	Produção Nacional (bbl)	Var. Ano / Ano anterior (%)	Estimativa Royalties (alíquota acima de 5%, R\$)	Var. Ano / Ano anterior (%)
2011	186,14	-	70.973.518	-	49.004.224	-	34.206.174	-
2012	217,63	16,92%	72.976.671	2,82%	52.248.854	6,62%	42.640.943	24,66%
2013	234,37	7,69%	71.207.197	-2,42%	56.248.601	7,66%	49.436.192	15,94%
2014	231,34	-1,29%	74.621.130	4,79%	59.504.458	5,79%	51.621.605	4,42%
2015	172,26	-25,54%	72.452.353	-2,91%	59.698.882	0,33%	38.563.986	-25,29%
2016	150,39	-12,70%	62.007.966	-14,42%	55.747.058	-6,62%	31.439.250	-18,48%
2017	173,25	15,20%	59.365.453	-4,26%	57.300.364	2,79%	37.227.330	18,41%
2018	258,75	49,35%	63.165.889	6,40%	57.904.809	1,05%	56.185.760	50,93%
2019	253,87	-1,89%	61.545.420	-2,57%	56.329.526	-2,72%	53.626.413	-4,56%

Fonte: ANP – Dados Estatísticos; US Energy Information Administration – Petroleum & Other Liquids. Elaboração própria

Ao analisar os dados da estimativa de royalties, os maiores crescimentos desta variável foram registrados em 2012 (24,66%), 2013 (15,94%), 2017 (18,41%) e 2018 (50,93%). No que se refere a 2012 e 2013, este ganho tem relação com o aumento do preço (16,92% e 7,69%), assim como o aumento do óleo de origem nacional processado (6,62% e 7,66%) nesta refinaria. Já em 2014, fica clara a influência do aumento do produto nacional processado (5,79%) no ganho da arrecadação, tendo em vista que o preço caiu 1,29%, enquanto a arrecadação de royalties cresceu em 4,42%. De 2015 em diante, as oscilações têm maior relação com a variação do preço internacional, seja de sua queda, em 2015 e 2016, seja do aumento em 2017 e 2018. Em 2019, tanto a queda do preço do barril (-1,89%) quanto a redução de óleo nacional refinado (-2,72%) influenciaram a queda da estimativa de royalties (-4,56%).

Como parte do mesmo movimento ocorrido na Refap, desde 2014, houve uma redução significativa no volume total de óleo processado na Repar, mas essa redução foi compensada, em 2017 e 2018, pelo aumento dos preços internacionais do barril do petróleo. Em todo caso, é importante notar que, nesse último período, os royalties ficaram mais sensíveis às mudanças dos preços em função do menor volume de óleo processado na refinaria.

Quando se olha para o caso de São Francisco do Sul, no mesmo período, verifica-se que os maiores ganhos obtidos em arrecadação de royalties foram em 2012 (20,79%), 2014 (11,87%), 2017 (12,84%) e 2018 (88,92%). As razões que explicam os crescimentos registrados na arrecadação de royalties do município guardam semelhança com esta análise mais geral.

## 6. Considerações finais

A partir das análises expostas ao longo deste texto, uma primeira questão importante é a de que, em se efetivando a privatização das refinarias, a(s) nova(s) proprietária(s) terá ou terão total autonomia – descolada de uma decisão que envolva um projeto mais amplo de política energética e/ou para a cadeia petrolífera – para optar por importar mais óleo cru do que utilizar aquele produzido no país. Caso isso aconteça, haverá rebatimento na renda fiscal gerada para os municípios afetados por terminais e, especificamente, no caso dos estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, em toda renda de participações governamentais da exploração do petróleo a qual os municípios destes estados têm direito hoje.

É preciso lembrar que a questão específica da arrecadação das participações governamentais pelos municípios afetados pelas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural é apenas um elemento que compõe um quadro maior de importantes aspectos, não tratados neste texto, que poderão impactar negativamente caso se efetive a privatização das refinarias e terminais da região sul do Brasil.

Uma segunda questão que se pretendeu expor ao longo do texto foi sobre o caráter específico das receitas de participações governamentais, no sentido de demonstrar que se tratam de recursos de natureza finita – por terem como origem a produção de petróleo e gás natural – que tendem a se esgotar ao longo do tempo. Além disso, são recursos continuamente expostos à alta volatilidade do preço internacional do barril de petróleo, e, por isso, possuem baixa previsibilidade. Tais características, por si só, já tornam o exercício do planejamento orçamentário mais desafiador. Adicionalmente a isso, ao tratar tais participações governamentais como receitas correntes ordinárias, os municípios correm o risco de estabelecimento de um quadro de fragilidade em seus orçamentos públicos, quando da falta ou redução brusca da entrada destas receitas.

Como apresentado ao longo do texto, o uso frequente das disputas judiciais travadas pelos municípios parece demonstrar um quadro de dependência desses recursos oriundos da exploração do petróleo e do gás natural, que pode se tornar complicado para a manutenção do equilíbrio das contas públicas. Por isso, uma mudança de curso é importante, visto que, para além do debate dos impactos

que possam vir a serem causados pela privatização dos ativos mencionados, mudanças regulatórias que estão na ordem do dia podem vir a causar efeitos ainda mais significativos nas receitas destes municípios.

A lei nº 12.734/2012, suspensa por liminar do Supremo Tribunal Federal, se for referendada conforme publicada pelo STF, fará com que os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural relacionadas a produção em plataforma continental passem a receber, não mais 10% e 7,5% dos royalties distribuídos, mas 2% tanto em relação a distribuição dos recursos relacionados a alíquota mínima de 5% quanto da alíquota excedente.

Deste modo, é preciso que, em direção contrária do caminho da dependência fiscal dos royalties do petróleo, os municípios se empenhem em ampliar sua capacidade tributária para evitar ficarem dependentes de receitas instáveis, como é o caso das participações governamentais da indústria do petróleo.

## 7. Referências bibliográficas

ABRAMT. ABRAMT consegue suspensão de royalties para city-gates. [S.L.]: ABRAMT, 16 mai. 2018. Disponível em <<https://www.abramt.com.br/noticia/-abramt-consegue-suspensao-de-royalties-para-city-gates/MTA=/>>.

ANP. **Pontos de entrega e UPGNs são classificados como instalações de embarque e desembarque.** Rio de Janeiro: ANP, 2013. Notícias. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/1465-pontos-de-entrega-e-upgns-sao-classificados-como-instalacoes-de-embarque-e-desembarque>>.

ANP. **Portaria nº 29, de 22 de fevereiro de 2001.** Rio de Janeiro: ANP, 2001. Disponível em <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/portarias-anp/tecnicas/2001/fevereiro&item=panp-29~2001&export=pdf>>.

ANP. **Superintendência de Participações Governamentais – Vol. XII Manual de Cálculo dos Royalties – Passo a passo do cálculo dos royalties.** Rio de Janeiro: ANP, S.d. Disponível em <[http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/Planilhas\\_dos\\_Calculos\\_dos\\_Meses\\_Anteriores/manual\\_para\\_o\\_calculo\\_dos\\_royalties.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/Planilhas_dos_Calculos_dos_Meses_Anteriores/manual_para_o_calculo_dos_royalties.pdf)>.

ANP. **Superintendência de Participações Governamentais – Vol. III Manual de atividades-procedimentos para enquadramento de municípios para fins de royalties.** Rio de Janeiro: ANP, 2009. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Manuais/Manual\\_de\\_Enquadramento\\_Royalties.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Manuais/Manual_de_Enquadramento_Royalties.pdf)>.

ANP. **Superintendência de Participações Governamentais – Vol. IX Manual de procedimentos de royalties.** Rio de Janeiro: ANP, 2010. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Manuais/Manual\\_de\\_Calculo\\_e\\_Distribuicao\\_de\\_Royalties.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Manuais/Manual_de_Calculo_e_Distribuicao_de_Royalties.pdf)>.

ANP. **Superintendência de Participações Governamentais – Vol. XI Manual de Vistoria, Cadastramento e Auditoria de Instalações de Embarque e Desembarque de Petróleo e Gás Natural.** Rio de Janeiro: ANP, 2014. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Manuais/Manual\\_Embarque\\_e\\_Desembarque.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Manuais/Manual_Embarque_e_Desembarque.pdf)

BRASIL. **DECRETO-LEI Nº 523, DE 8 DE ABRIL DE 1969.** Acrescenta parágrafo ao Artigo 27 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação que lhe foi dada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, e dá outras providências. 1969. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Decreto-Lei/1965-1988/Del0523.htm#art1](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Decreto-Lei/1965-1988/Del0523.htm#art1)>.

BRASIL. **DECRETO-LEI Nº 1.288, DE 1 DE NOVEMBRO DE 1973.** Altera o § 4º, do artigo 27, da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, acrescentado pelo Decreto-lei nº 523, de 8 de abril de 1969. 1973. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Decreto-Lei/1965-1988/Del1288.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Decreto-Lei/1965-1988/Del1288.htm)>.

BRASIL. **DECRETO Nº 1, DE 11 DE JANEIRO DE 1991.** Regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências. 1991. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/1990-1994/D0001.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D0001.htm)>.

BRASIL. **DECRETO Nº 2.705, DE 3 DE AGOSTO DE 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, e dá outras providências. 1998. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D2705.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm)>.

BRASIL. **DECRETO Nº 8.876, DE 13 DE OUTUBRO DE 2016.** Altera o Decreto nº 1, de 11 de janeiro de 1991, que regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. 2016. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2016/Decreto/D8876.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Decreto/D8876.htm)>.

BRASIL. **DECRETO Nº 9.042, DE 2 DE MAIO DE 2017.** Altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que 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. 2017. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2017/decreto/D9042.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/D9042.htm)>.

BRASIL. **LEI Nº 2.004, DE 3 DE OUTUBRO DE 1953**. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. 1953. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l2004.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l2004.htm)>.

BRASIL. **LEI Nº 3.257, DE 2 DE SETEMBRO DE 1957**. Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953 (dispõe sobre a política nacional do petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências). 1957. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/1950-1969/L3257.htm#art1](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/L3257.htm#art1)>.

BRASIL. **LEI Nº 7.453, DE 27 DE DEZEMBRO DE 1985**. Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, que "dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima e dá outras providências". 1985. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/1980-1988/L7453.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1980-1988/L7453.htm)>.

BRASIL. **LEI Nº 7.990, DE 28 DE DEZEMBRO DE 1989**. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF). 1989. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L7990.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L7990.htm)>.

BRASIL. **LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997**. 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. 1997. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm)>.

BRASIL. **LEI Nº 12.276, DE 30 DE JUNHO DE 2010**. Autoriza a União a ceder onerosamente à 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, e dá outras providências. [Projeto de Lei nº 5.941, de 31 de agosto 2009]. 2010. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm)>.

BRASIL. LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 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 [Antes PL 5.940/2009]. 2010. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/L12351.htm) / <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447936>>.

BRASIL. LEI Nº 12.734, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2012. Modifica as Leis no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos royalties e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha. 2012. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2012/Lei/L12734.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Lei/L12734.htm)>.

CNM. Royalties – Entenda como as receitas do petróleo são originadas e distribuídas na federação brasileira. **Estudos Técnicos CNM**. Brasília: CNM, 2010. Disponível em: <<https://www.cnm.org.br/cms/biblioteca/Royalties.pdf>>.

GOBETTI, S. Alguns mitos na polêmica dos royalties. **Frente Nacional dos Prefeitos/Multi Cidades**, ano 6. Vitória: Frente Nacional dos Prefeitos, 2010. Disponível em: <[http://aequus.com.br/anuarios/multicidades\\_2010.pdf](http://aequus.com.br/anuarios/multicidades_2010.pdf)>.

GOBETTI, S.; ORAIR, R.; SERRA, R.; SILVEIRA, F. **A polêmica mudança na partilha das receitas petrolíferas**. Texto para Discussão, n. 2.566. Brasília: Rio de Janeiro: Ipea, jun. 2020. Disponível em: <[http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/10081/1/td\\_2566.pdf](http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/10081/1/td_2566.pdf)>.

INEEP. **Balanço da Petrobras deve trazer aumento do lucro antes dos efeitos da pandemia**. Rio de Janeiro: Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep), mai. 2020.

LEÃO, R. P. F.; COUTINHO, I. C. **A estratégia da Petrobras no Nordeste nos anos 2010: da expansão à retirada**. Texto para Discussão, ano 3, n. 15. Rio de Janeiro: Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep), mar. 2020.

MURAN, S. Se não efetivar acordo na negociação de royalties, Petrobras pode desativar SIX. **Gazeta Informativa**, São Mateus do Sul, 21 ago. 2020. Cidade.

PETROBRAS. Divulgamos oportunidades de parcerias em refino e logística. [S.I.]: **Blog Fatos e Dados**, Rio de Janeiro, 27 abr. 2018. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/divulgamos-oportunidades-de-parcerias-em-refino-e-logistica.htm>>.

PETROBRAS. **Oportunidade de Investimento em Cluster de Refino e Logística no Estado do Rio Grande do Sul (“Cluster REFAP”)**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2019a. Disponível em: <[https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/teasers/0425737ac0e997a2cc0ca5fb7ee2275ba61b7ef9bcf8c1626a12a218c1c50b30/teaser\\_refap\\_atualizado.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/teasers/0425737ac0e997a2cc0ca5fb7ee2275ba61b7ef9bcf8c1626a12a218c1c50b30/teaser_refap_atualizado.pdf)>.

PETROBRAS. **Oportunidade de Investimento em Cluster de Refino e Logística nos Estados do Paraná e Santa Catarina (“Cluster REPAR”)**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2019b. Disponível em: <[https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/teasers/0cddb288841d3b6956812e5d64d4f53af971fe3674ee8d7f0c52c2edee2711b6/teaser\\_repar\\_atualizado.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/teasers/0cddb288841d3b6956812e5d64d4f53af971fe3674ee8d7f0c52c2edee2711b6/teaser_repar_atualizado.pdf)>.

RIO GRANDE DO SUL. **Atlas Socioeconômico do Rio Grande do Sul**. 2017. Disponível em: <<https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/aeroportos-e-dutovias>>.

SERRA, R. **Contribuições para o debate acerca da repartição dos royalties petrolíferos no Brasil**. 2005. 289 f. Tese (Doutorado em Economia Aplicada) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005a.

SERRA, R. Concentração espacial das rendas petrolíferas e sobre financiamento das esferas de governo locais: evidências e sugestões para correção de rumo. In: Encontro Nacional de Economia (Anpec), XXXIII, 06 a 09 de dezembro de 2005, Natal. **Anais...** Niterói: Associação Nacional dos Centros de Pós-Graduação em Economia, 2005b.

TORRONTEGUY, A. F. **A aplicação dos royalties do petróleo e a efetividade dos direitos fundamentais sociais**. 2009. 157 f. Dissertação (Mestrado em Direitos e Garantias Fundamentais) – Faculdade de Direito de Vitória, Vitória, 2009.