



número 5

Título | Desinvestimentos da Petrobras no Espírito Santo e seus impactos no Mercado de Trabalho e na Arrecadação de Royalties

Autor | Inep

Palavras-chave | Petrobras, Desinvestimento, Espírito Santo, Campos Terrestres, Mercado de Trabalho, Royalties

Setembro de 2020

RESUMO EXECUTIVO

- A atual direção da Petrobras intensificou seu processo desinvestimento e, com isso, cortou investimentos na produção de petróleo e gás natural em campos maduros e acelerou a venda de suas participações nas concessões de campos terrestres e suas respectivas instalações no estado do Espírito Santo;
- Este direcionamento da empresa ocasionou em redução expressiva da produção de petróleo e gás natural nos campos terrestres do estado entre 2014 e 2019.
- Conseqüentemente, esta redução da produção tem gerado impactos negativos no emprego no setor de óleo e gás do estado entre 2014 e 2018;
- A venda da participação nos campos terrestres para empresas privadas de menor porte, abre possibilidade maior de negociação entre os novos proprietários e a ANP quanto a redução das alíquotas de royalties nesses campos já maduros.
- A redução de alíquota, por sua vez, pode impactar na receita de participações destinadas aos respectivos municípios beneficiários.

1. Introdução

O Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2015-2019 da Petrobras marcou o início de um amplo programa de desinvestimentos que dura até os dias atuais. Quando divulgado, esse programa colocou como objetivo a realização de um montante de US\$ 15,1 bilhões em desinvestimentos, sendo 30% na área de Exploração e Produção, 30% no Abastecimento e 40% no Gás e Energia. De acordo com a empresa,

O plano também prevê esforços em reestruturação de negócios, desmobilização de ativos e desinvestimentos adicionais, totalizando US\$ 42,6 bilhões entre 2017 e 2018. Com essas medidas, buscamos maior eficiência na gestão de serviços contratados, racionalização das estruturas e reorganização dos negócios, otimização dos custos de pessoal e redução nos dispêndios de suprimento de insumos (PETROBRAS, 2015).

No PNG 2017-2021, a Petrobras aprofundou esse programa e divulgou a saída completa de várias áreas de negócios. Em relação aos anos de 2015-2016, a

petrolífera elevou a meta de venda de ativos para o biênio 2017-2018, saindo de US\$ 15,1 bilhões para US\$ 19,5 bilhões. De acordo com matéria do Valor,

(...) o plano propôs a saída de atividades de produção de biocombustíveis e fertilizantes, como também venda de participações em petroquímica (...) e reduzir o risco na atuação em exploração e produção, refino, transporte, logística, bem como realizar distribuição e comercialização por meio de parcerias e desinvestimentos (ROCHA; SARAIVA, 2016).

Como se observa, as diretrizes dos desinvestimentos embora tivessem como foco central negócios industriais e de energia, como biocombustíveis e fertilizantes, também afetaram os segmentos da cadeia de petróleo e gás natural. No caso da exploração e produção (E&P), a Petrobras direcionou a maioria esmagadora de seus investimentos para explorar e desenvolver a produção da área do pré-sal. Os campos do pós-sal, principalmente das áreas terrestres, foram progressivamente compondo o programa de desinvestimentos.

Em 2018, a Petrobras colocou pela primeira vez à venda áreas de produção em terra do Espírito Santo. Foi divulgada a oportunidade (teaser) referente à cessão de suas participações em três campos terrestres em produção (Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha), localizados no estado do Espírito Santo, próximo ao município de Linhares, denominadas conjuntamente Polo Lagoa Parda. Na época a Petrobras possuía 100% dos direitos de exploração dessas áreas.

Junto ao programa de desinvestimento, a Petrobras também reduziu os gastos com a produção dos campos terrestres no Brasil, incluindo o Espírito Santo. Ao contrário do que vinha acontecendo até meados da década passada, quando a estatal formulou diversos programas de recuperação dos campos maduros, como o Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração (Recage)¹, as áreas terrestres receberam menos investimentos coordenados entre a área de produção e de alta tecnologia da companhia. Isso começou claramente a trazer efeitos deletérios para a extração de petróleo e para o mercado de trabalho local.

As vendas de ativos, segundo a estatal e alguns setores empresariais, traria de imediato uma retomada dos investimentos e, conseqüentemente, aumentaria a produção de petróleo, geraria mais empregos e mais recursos fiscais para os estados e municípios onde estão localizados os campos terrestres. Por trás desse argumento,

¹ Lançado em 2003, o Recage centra esforços para otimizar a produção de campos maduros, em terra ou no mar, que já atingiram o pico de produção e se encontram em fase de declínio. A meta do programa é buscar as mais modernas tecnologias para retardar ou mesmo reverter esse declínio. Na época de sua criação, o programa abrangia cerca de 200 campos, que respondiam por algo em torno de 30% das reservas da estatal e mais de 60% da produção nacional. (...) desde 2003, a empresa vem registrando o incremento de reservas com base nas metas estabelecidas no Recage. Na primeira fase, concluída em 2008, o fator de recuperação cresceu quatro pontos percentuais. Na segunda fase, que vai até 2012, a meta era elevar em sete pontos percentuais. (...) Outro objetivo importante era identificar oportunidades para aumentar a recuperação de campos maduros. Dentro desse contexto, a Petrobras buscou também formas de utilizar a injeção de água, que é a tecnologia mais aplicada no mundo para aumentar a recuperação, mas de uma forma mais audaciosa, mais ousada. Segundo o Ineep, a estimativa é que os investimentos desse programa tenham sido próximos a US\$ 4 bilhões.

estaria a expectativa de que ao renunciar aos seus campos, os investimentos da Petrobras seriam automaticamente substituídos por empresas do setor privado.

Todavia, tais operadoras privadas já iniciaram um movimento de solicitar à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a redução da alíquota do pagamento de royalties. Essa dedução fiscal teria como resultado a expansão dos investimentos na produção de petróleo. Esse fato, por si só, chama a atenção para uma capacidade de investir mais restritas das operadoras privadas, uma vez que os pagamentos dos royalties não impediram a Petrobras, na década de 2000, de realizar programas específicos para a produção das áreas terrestres. A depender dos critérios a serem estabelecidos entre a agência e a operadora privada, essa possível redução no pagamento dos royalties pode afetar os recursos recebidos por estados e municípios oriundos da produção de petróleo.

De forma geral, esse relatório técnico visa contextualizar esse debate dos desinvestimentos da Petrobras no Espírito Santo. Para isso, pretende, na segunda seção, apontar os impactos em termos da produção e do mercado de trabalho oriundos da menor participação da Petrobras na região. Na terceira seção, discutem-se os possíveis efeitos da redução da alíquota de royalties para a arrecadação fiscal dos municípios onde estão localizados os campos de produção terrestre do Espírito Santo.

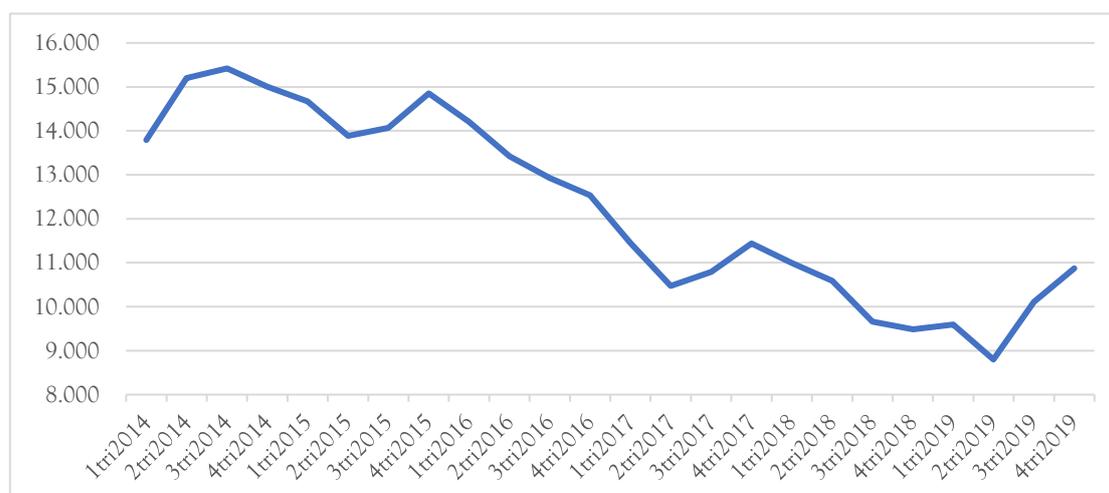
2. Menor interesse da Petrobras nos campos de terra capixaba: a redução da produção e piora do mercado de trabalho

A Petrobras não disponibiliza os dados segregados de investimentos realizados pela companhia em cada campo de produção. Por isso, não é possível definir com precisão a trajetória dos investimentos da petrolífera brasileira nos campos do terrestres do Espírito Santo. Todavia, os dados gerais auxiliam a ter uma ideia do que ocorreu com a presença Petrobras nas áreas terrestres capixabas.

De 2014 a 2019, os investimentos em E&P caíram US\$ 17,1 bilhões, saindo de US\$ 25,5 bilhões para US\$ 8,4 bilhões. Isso representou uma queda de 67,00% em apenas cinco anos. Como a Petrobras tem preservado boa parte dos investimentos nas áreas do pré-sal, pode-se deduzir que os gastos com a produção nos campos do pós-sal sejam os que mais sofreram nesse processo de retração.

Por conta disso, no caso dos campos terrestres, a produção de petróleo despencou nos últimos cinco anos. Como mostra o Gráfico 1, desde quando atingiu o auge da produção no terceiro trimestre de 2014 (15,4 mil barris por dia), ela caiu progressivamente até atingir 8,8 mil barris por dia no segundo trimestre de 2019. Apesar do aumento dos dois últimos trimestres, a produção no final de 2019, era 21,16% menor se comparada à do início de 2014.

Gráfico 1 – Produção trimestral de petróleo nos campos terrestres do Espírito Santo (2014-2019). Em barris por dia

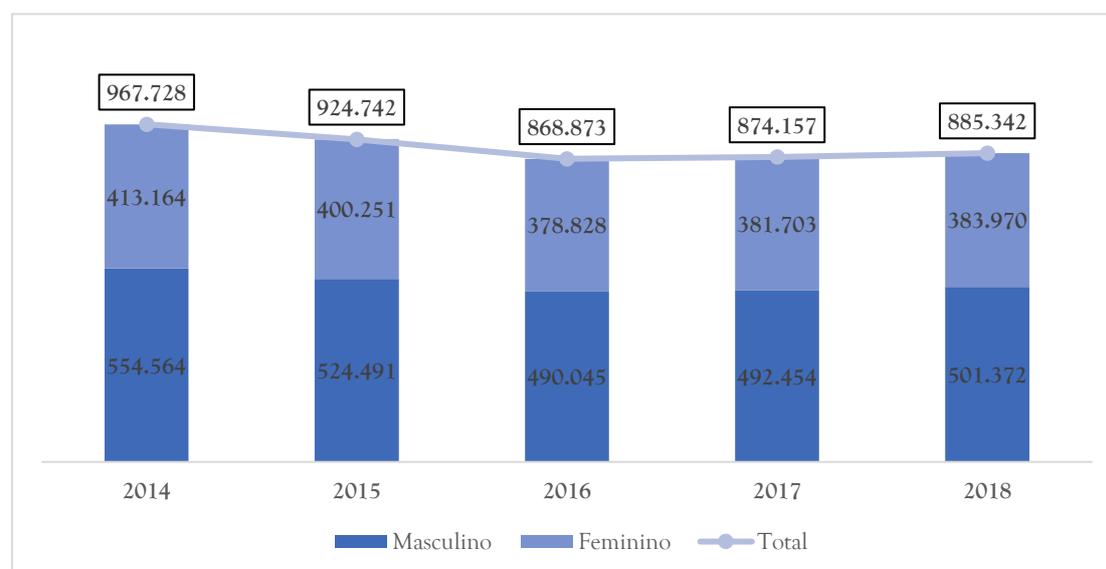


Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

Com essa queda da produção, houve uma redução significativa dos empregos gerados na indústria de petróleo e gás do Espírito Santo, seguindo uma trajetória diferente do que ocorreu no mercado de trabalho capixaba desde 2017.

No estado do Espírito Santo, o estoque de postos formais de trabalho caiu 8,51% entre 2014, quando registrou 967,7 mil vínculos ativos, e 2018 quando havia 885,3 mil postos de trabalho. Todavia, houve um aumento de cerca de 10 mil vínculos entre 2017 e 2018 (ver Gráfico 2).

Gráfico 2 – Evolução anual do estoque de postos formais de trabalho no estado do Espírito Santo (2014-2018)

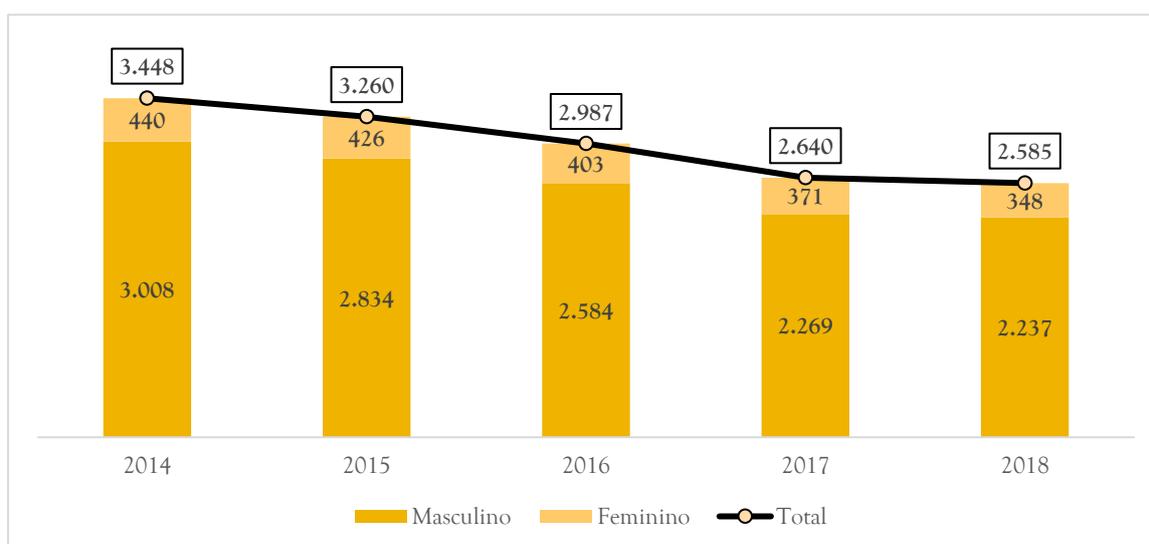


Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

A indústria do petróleo e gás natural (P&G) do Espírito Santo, por sua vez, registrou 2.585 postos de trabalho formais, segundo a RAIS 2018, dos quais 86,54%

eram ocupados por trabalhadores do sexo masculino e 13,46% (ou 348) eram trabalhadoras do sexo feminino. De 2014 a 2018, o estoque de postos de trabalho formais na indústria do P&G no estado reduziu 25,03%. Essa queda significou uma perda de 863 postos de trabalho formais na indústria no período, saindo de 3.448 postos de trabalho formais, em 2014, para 2.585, em 2018. A perda mais expressiva de postos de trabalho no setor de P&G no estado ocorreu em 2017, um total de 347 (Gráfico 3). Em 2018, último ano da série, o número de postos de trabalho caiu 2,1%, em relação ao ano anterior alcançando a mínima na série analisada.

Gráfico 3 – Evolução anual do estoque de emprego formal na indústria do petróleo e gás do Espírito Santo, por sexo (2014-2018)

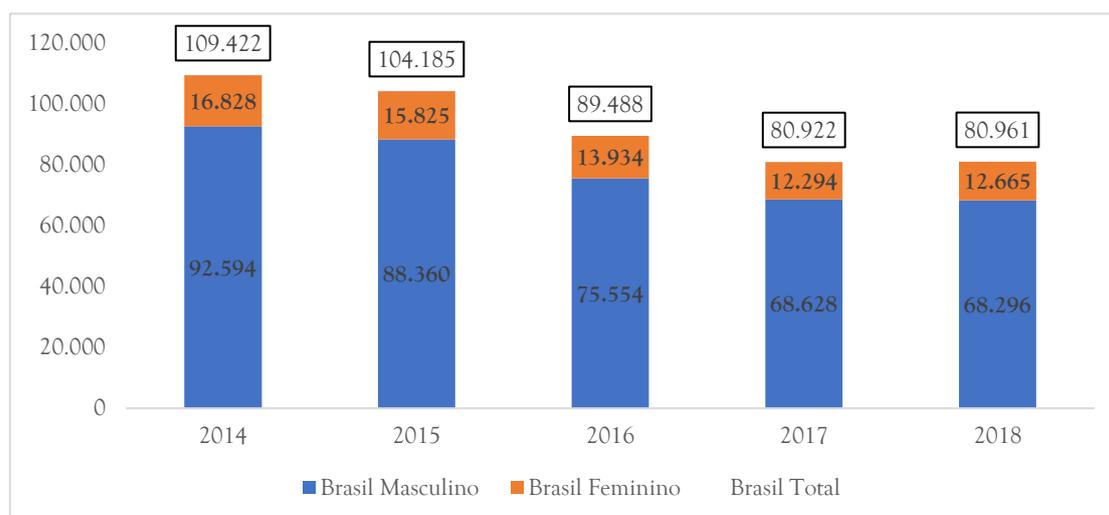


Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

A queda no estoque formal de empregos na indústria de P&G capixaba refletiu o movimento observado nessa indústria em âmbito nacional. Entre 2014 e 2018, a indústria do P&G natural brasileira perdeu 26,01% de seus postos de trabalho formais, um ponto percentual superior a queda observada no Espírito Santo. Ademais, assim como no âmbito estadual, no âmbito nacional a maior queda no total de vínculos formais ocorreu em 2017 (9,6%) (ver o Gráfico 4).

No entanto, se no estado capixaba o volume de vínculos formais caiu também em 2018, a indústria nacional do petróleo registrou estabilidade no número de postos de trabalho, variação positiva de 0,05%.

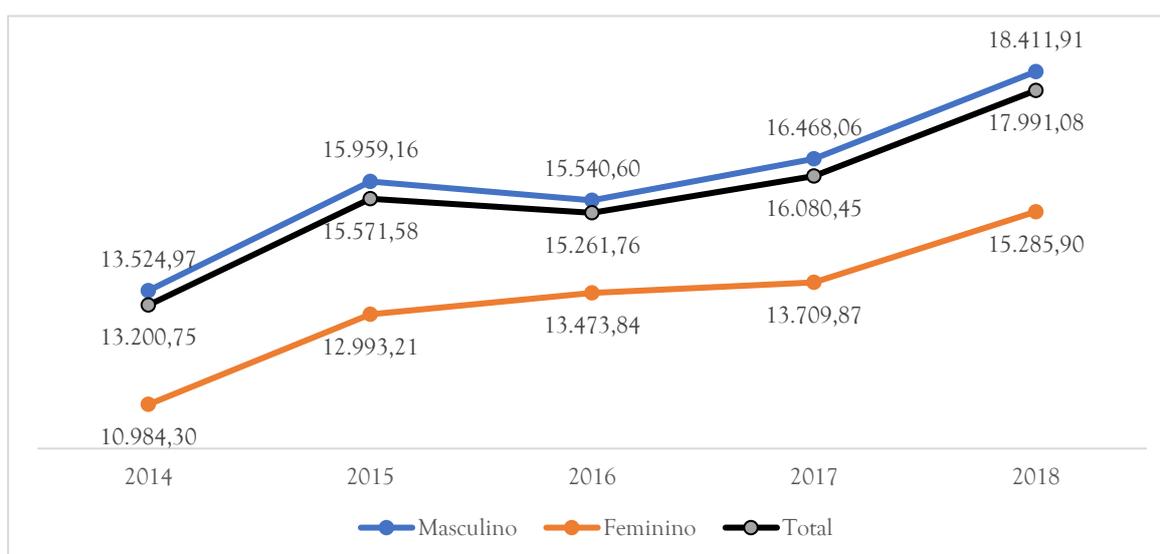
Gráfico 4 – Evolução anual do estoque de postos de trabalho formais na indústria do petróleo no Brasil, por sexo (2014-2018)



Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

Por um lado, o movimento do estoque de empregos formais na indústria de P&G apresenta tendência semelhante tanto nacionalmente quanto no Espírito Santo. Por outro lado, quando se observa a evolução da remuneração nominal média em dezembro ficam evidentes algumas diferenças. No âmbito estadual, a remuneração nominal média em dezembro de cada ano registrou um crescimento de 36,29% no período entre 2014 e 2018, diante de uma inflação mensurada pelo INPC-IBGE de 33%², com uma leve queda de 1,99% em 2016 (ver Gráfico 5).

Gráfico 5 – Evolução anual da remuneração nominal média em dezembro na indústria do petróleo no Espírito Santo, por sexo (2014-2018). Em R\$



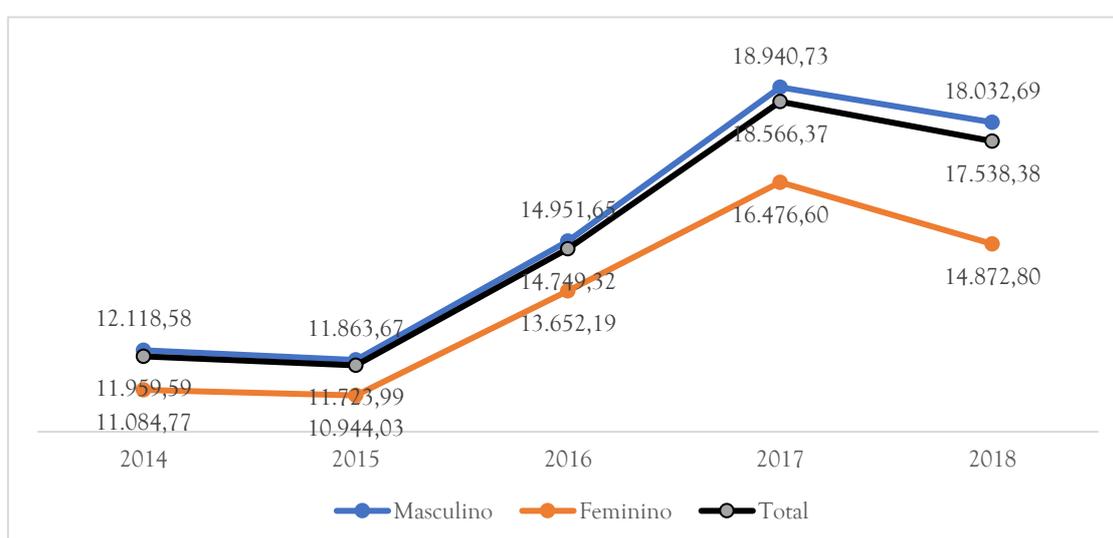
Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

² Essa variação significou uma valorização real da remuneração nominal média no setor de 3,49% entre 2014 e 2018 no âmbito estadual, em relação ao INPC-IBGE.

Nacionalmente, a remuneração nominal foi incrementada em 46,65% no período analisado³, mesmo com uma queda expressiva de 5,54% em 2018, último ano da série analisada.

No Espírito Santo, a remuneração nominal média em dezembro dos postos de trabalho na indústria do petróleo saiu de R\$ 13.200,75, em 2014, para R\$ 17.991,08, em 2018. A remuneração nominal das pessoas do sexo feminino equivaliu, em média, durante o período analisado a 83,60% da remuneração nominal daqueles postos de trabalho ocupados por pessoas do sexo masculino. A despeito do crescimento de três pontos percentuais na remuneração das pessoas do sexo feminino em relação ao masculino, a diferença média absoluta entre os dois foi de R\$ 2.729,23 entre 2014 e 2018.

Gráfico 6 – Evolução anual da remuneração nominal média em dezembro na indústria do petróleo no Brasil, por sexo (2014-2018). Em R\$



Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

No âmbito nacional, a remuneração nominal média dos postos de trabalho ocupados por pessoas do sexo feminino equivalia a 88,90% daquela percebida por pessoas do sexo masculino. Nacionalmente a distância entre os salários percebidos entre pessoas do sexo masculino e feminino se ampliaram ao longo do período analisado, saindo de pouco mais de R\$ 1.030,00 em 2014 para cerca de R\$ 3.160,00, em 2018.

Vale ressaltar que a remuneração nominal média em dezembro de 2018 dos postos formais de trabalho na indústria de P&G natural no Espírito Santo (R\$ 17.991,08), equivalia a 6,88 vezes a remuneração nominal do mercado de trabalho formal capixaba e a 6,12 vezes a remuneração nominal do mercado de trabalho formal brasileiro. Além disso, a remuneração nominal dos trabalhadores da

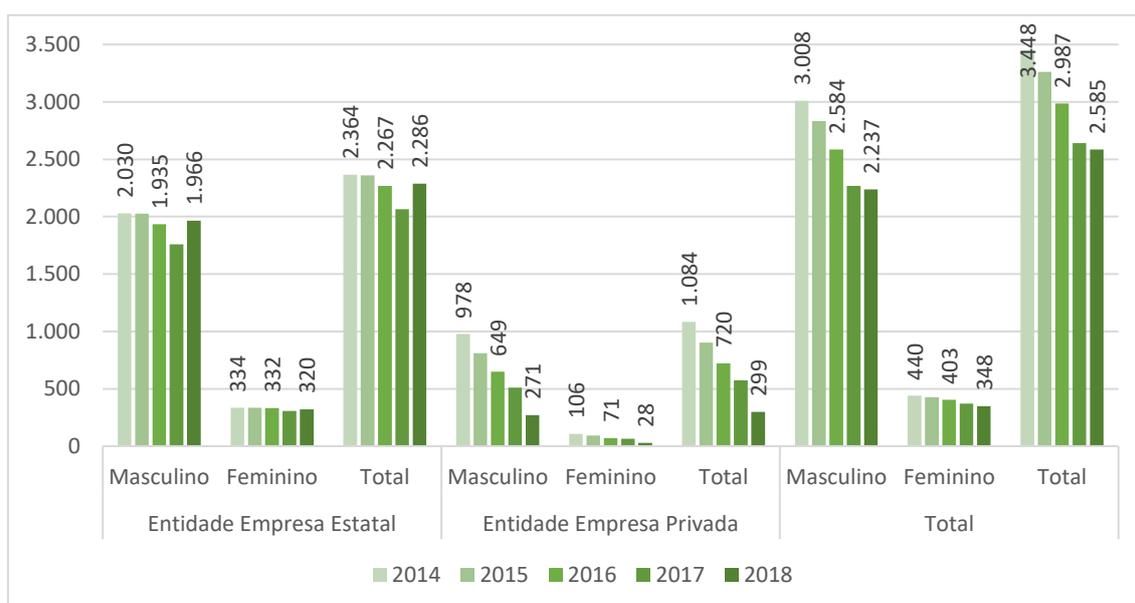
³ Nacionalmente, entre 2014 e 2018, a variação real da remuneração nominal média em dezembro dos vínculos ativos formais da indústria do P&G foi de 10,22% em relação ao INPC-IBGE.

indústria do petróleo do Espírito Santo era 2,58% superior à remuneração média do setor nacionalmente.

Quando se aprofunda a análise sobre a indústria de P&G no Espírito Santo e se compara a evolução do estoque de empregos formais e remuneração média em dezembro entre aqueles vínculos em “entidade de empresa estatal” e “entidade empresa privada”, nota-se uma nova clivagem.

No período entre 2014 e 2018, segundo os dados da RAIS, o total de postos de trabalhos formais na indústria de P&G capixaba caiu 3,30% nas empresas estatais, saindo de 2.364 postos de trabalho, em 2014, para 2.286, em 2018. No setor privado a queda foi muito superior, equivalente a 72,42%, saindo de 1.084 postos de trabalho formais, em 2014, para apenas 299, em 2018. Quando se observa todo o setor, sem a clivagem por natureza da empresa empregadora, a queda foi de 25,03% (ver Gráfico 7).

Gráfico 7 – Evolução anual do estoque de postos de trabalho formais na indústria do petróleo no Espírito Santo, por sexo e natureza jurídica do empregador (2014-2018)



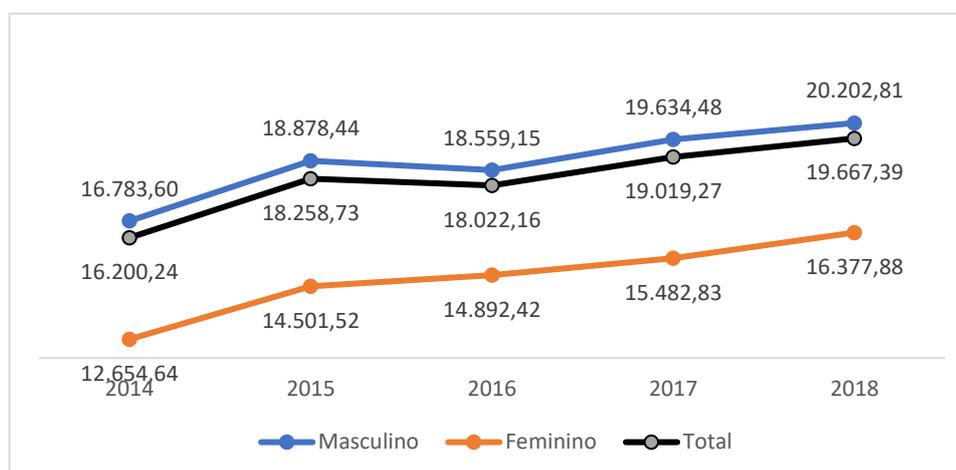
Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

Da mesma forma que houve um impacto distinto no estoque de emprego formal entre empresas estatais e empresas privadas na indústria de P&G do Espírito Santo, a remuneração média nominal em dezembro dos vínculos nas empresas estatais mantiveram uma tendência de crescimento (nominal) no período, ao passo que no setor privado houve uma queda nominal expressiva.

Entre 2014 e 2018, nas empresas estatais a remuneração média nominal cresceu 21,40%, saindo de R\$ 16.200,24, em 2014, para R\$ 19.667,39, em 2018. Por outro lado, no setor privado registrou-se uma queda de 22,29%, o que significou

que o salário médio nominal desses trabalhadores que equivalia a R\$ 6.659,43, em 2014, caiu para R\$ 5.174,90, em 2018 (ver Gráficos 8 e 9, a seguir).

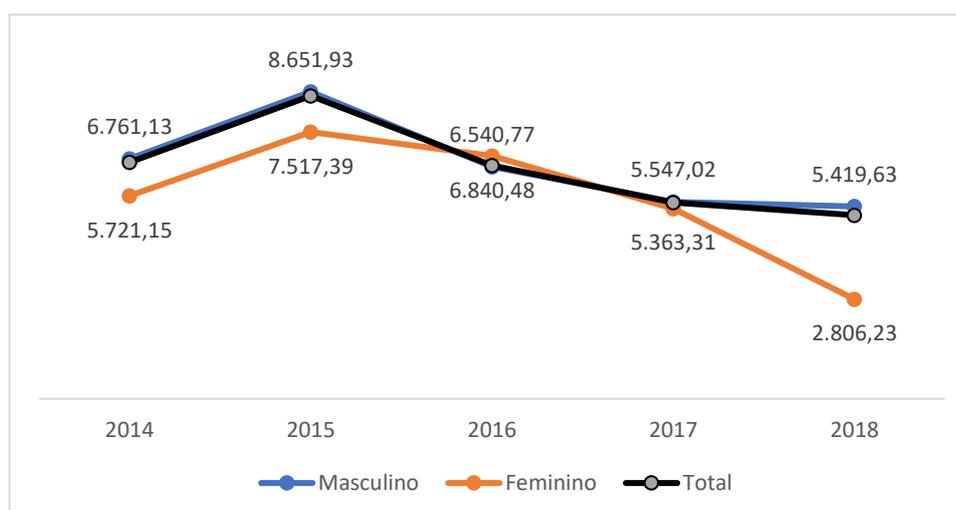
Gráfico 8 – Evolução anual da remuneração nominal média em dezembro na indústria do petróleo do Espírito Santo em Empresas Estatais, por sexo (2014-2018). Em R\$



Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

Nota-se, a partir das informações da RAIS 2018, que a diferença da remuneração média entre os vínculos de trabalho formais ativos na indústria de P&G do Espírito Santo em empresas estatais e privadas se elevou entre 2014 e 2018. Enquanto em 2014 a remuneração média dos postos de trabalho nas empresas estatais era 2,43 vezes superior a média registrada no setor privado. Em 2018, essa diferença se ampliou para 3,80 vezes.

Gráfico 9 – Evolução anual da remuneração nominal média em dezembro na indústria do petróleo do Espírito Santo em Empresas Privadas, por sexo (2014-2018). Em R\$



Fonte: PDET-RAIS. Elaboração Ineep.

Os dados referentes à produção de petróleo e de estoque de emprego no Espírito Santo comprovam os impactos significativos da retração dos investimentos da Petrobras. A menor extração de petróleo e a queda dos empregos do setor de petróleo e gás são os principais exemplos desse processo.

3. Entrada do setor privado na produção e arrecadação de royalties: potenciais impactos

A redução das atividades operacionais da Petrobras nos campos de terra do Espírito Santo tem motivado atores governamentais e empresarias a manifestarem forte apoio à venda desses ativos para a iniciativa privada. A expectativa é de que os novos operadores retomarão os investimentos e, com isso, trarão efeitos positivos não apenas para o mercado de trabalho local, como também para arrecadação dos governos.

A concretização dessa expectativa, no entanto, não é trivial, uma vez que tais empresas tem capacidade de financiamento muito inferior à Petrobras. Além disso, seu *know-how* exploratório é bem menor que o da empresa estatal. Mesmo que tais investimentos sejam concretizados, isso também não significará benefícios diretos aos municípios produtores. Esse efeito dependerá dos locais de contratação de fornecedores, do tipo de contratação de trabalhadores entre outros aspectos.

Embora ainda não seja possível mensurar efetivamente os impactos dessa transferência de ativos da Petrobras para a iniciativa privada, um fato que já sinaliza a menor capacidade de investimentos dessas empresas em relação à Petrobras é a demanda pela redução dos pagamentos de royalties dos campos terrestres capixabas. Algumas empresas já têm buscado a ANP para reduzir as alíquotas de royalties pagas em campos maduros. Tal medida, se concretizada, pode gerar impacto nas receitas a serem recebidas pelo estado e seus municípios.

Essa seção pretende analisar o impacto da venda dos campos terrestres no estado do Espírito Santo na arrecadação de royalties dos municípios beneficiários.

3.1 Royalties: recolhimento e distribuição

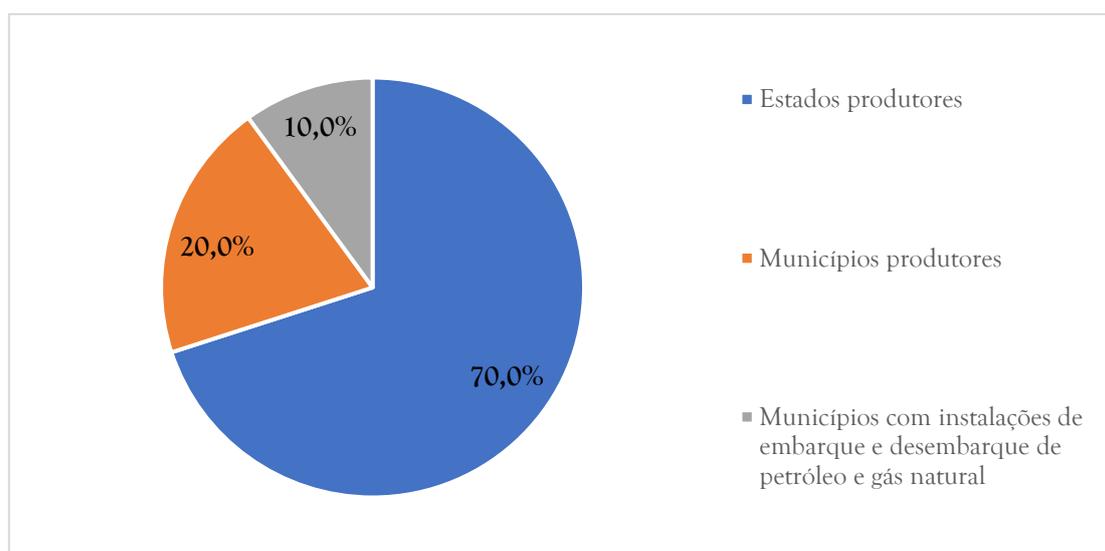
Royalties são um tipo de compensação financeira devida ao Estado em função da exploração de um recurso mineral. O petróleo situa-se entre um destes recursos. Nos últimos anos sua exploração e produção têm propiciado montantes significativos de recursos à União, aos estados e municípios brasileiros.

Em relação ao enquadramento dos entes públicos no recebimento de royalties do petróleo, alguns municípios são afetados pela produção de hidrocarbonetos no mar ou em campos de terra, outros por possuírem instalações ou terminais em seus territórios ou por serem limítrofes a eles. O montante a ser recolhido depende do volume de petróleo e gás produzido, do preço internacional

do barril e da taxa de câmbio. A partir destes elementos, é aplicada uma alíquota de royalties de 5% a 10% na produção a depender do estabelecido no contrato do campo produtor.

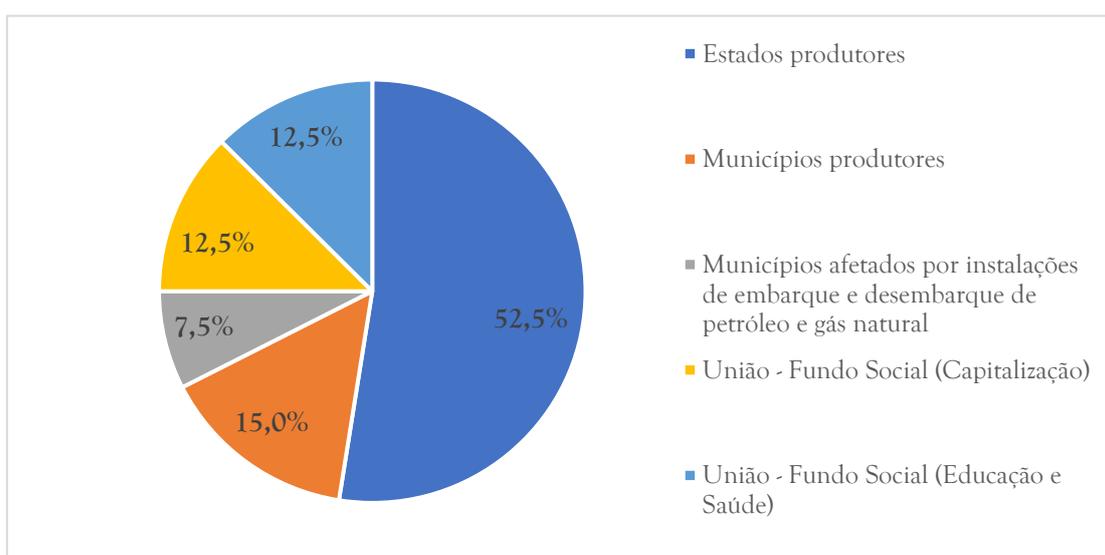
Após o recolhimento desta participação governamental, a distribuição dos recursos se dá considerando alguns critérios estabelecidos por lei. Em relação a produção ocorrida em campos terrestres, a distribuição ocorre na forma exposta nos Gráficos 10 e 11 a seguir.

Gráfico 10 – Distribuição de royalties (parcela de 5%) para produção em terra (regime de concessão)



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

Gráfico 11 – Distribuição de royalties (parcela acima de 5%) para produção em terra (regime de concessão)



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

3.2 Receita de royalties gerada pela produção em terra no Espírito Santo

Em 2019, o estado do Espírito Santo foi o terceiro maior beneficiário de royalties do país, atrás apenas do Rio de Janeiro e de São Paulo. Parte desses recursos são gerados pela produção em terra, mas a maior parcela tem origem na produção em campos situados na plataforma continental.

No mesmo ano, 78 municípios capixabas receberam royalties oriundos de toda produção de petróleo e gás natural no estado. A grande maioria destes municípios são beneficiários do recebimento em função da produção em campos situados na plataforma continental. Mas existem também, no estado, campos de produção terrestres que geram participação governamental adicional para nove municípios, seja porque os campos estejam localizados em seus territórios, ou porque possuem instalações ou por serem afetados por estas.

Em função disso, os municípios de Aracruz, Conceição da Barra, Itapemirim, Jaguaré, Linhares, São Mateus, Serra, Viana e Vitória são beneficiários dos royalties oriundos da produção terrestre⁴. A Tabela 1, a seguir, apresenta os valores recebidos em 2019.

Como é possível verificar, os três maiores beneficiários dos royalties oriundos da produção em terra foram Linhares, com R\$ 6,10 milhões, Jaguaré, com R\$ 4,78 milhões e São Mateus, com R\$ 3,43 milhões, justamente os três municípios onde estão localizados grande parte dos campos de produção.

Tabela 1 – Municípios beneficiários e royalties da produção de terra no Espírito Santo (2019). Em R\$

Município	até 5%	> 5%	TOTAL
Aracruz	181.057,86	41,24	181.099,10
Conceição da Barra	262.527,97	244.364,79	506.892,76
Itapemirim	114.320,18	1,20	114.321,38
Jaguaré	3.090.337,61	1.694.375,62	4.784.713,23
Linhares	3.479.446,25	2.624.751,86	6.104.198,11
São Mateus	1.926.672,39	1.503.966,61	3.430.639,00
Serra	527.902,47	-	527.902,47
Viana	114.320,18	10,90	114.331,08
Vitória	114.320,18	129,44	114.449,62

Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

3.3 Considerações sobre a redução de alíquota de royalties

Em setembro de 2018, a ANP publicou a Resolução nº 749, que regulamentou “o procedimento para concessão da redução de royalties como

⁴ Os nove municípios beneficiários de royalties da produção em terra também recebem royalties originados da produção na plataforma continental.

incentivo à produção incremental em campos maduros” nos casos de contratos de concessão. De acordo com o primeiro artigo da resolução, o documento

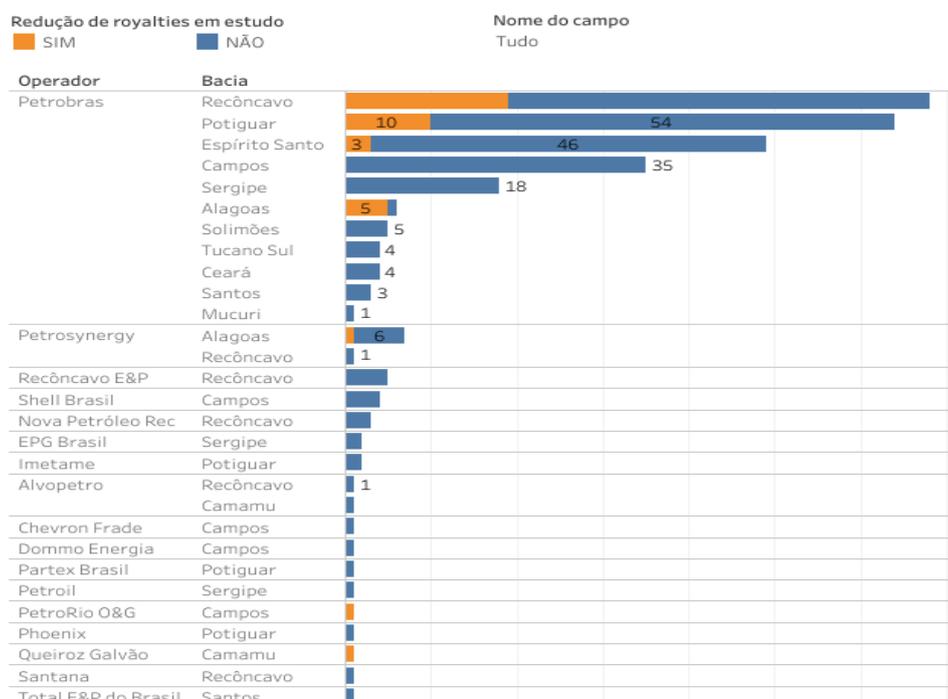
tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros (ANP, 2018).

Campos maduros são aqueles com histórico de produção efetiva com mais de 25 anos ou que já tenham atingido 70% do volume a ser produzido, considerando as reservas provadas. Já a produção incremental é a diferença positiva entre os volumes de produção em determinado mês e os volumes de produção previstos para este mês (ANP, 2018).⁵

No caso de interesse, o operador precisa solicitar a redução à ANP levando em consideração alguns critérios, entre eles, a “comprovação do benefício econômico para os entes federados na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais”.

Figura 1 – Campos no Brasil com pedido de redução de royalties (julho de 2019)

Campos maduros no Brasil



Fonte: Montenegro (2019).

⁵ A ANP disponibilizou, em seu site, uma calculadora para consulta de produção incremental dos campos em que houve aceite para redução da alíquota de royalties. A ferramenta pode ser acessada pelo link <http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-producao-mensal-incremental/consulta.xhtml>.

Diante desta regulamentação, muitas empresas que atuam em campos que se enquadram na resolução têm feito solicitações à ANP para redução da alíquota de royalties a ser paga sobre a produção incremental. Conforme mostra a Figura 1, em julho de 2019, a ANP já analisava pedidos referentes a 40 campos.

Entre os campos em análise naquele momento, três estão localizados na bacia do Espírito Santo, cuja operação é de responsabilidade da Petrobras.

Mais recentemente a Petrobras acelerou o processo de desmobilização e privatização de ativos e, neste movimento, os campos terrestres do estado do Espírito Santo foram postos à venda. De acordo com um comunicado da empresa,

A Petrobras iniciou a etapa de divulgação da oportunidade (teaser), referente à venda da totalidade de suas participações em um conjunto de cinco concessões de campos terrestres, com instalações integradas, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba, localizado no estado do Espírito Santo. O polo, que compreende os campos de Cancã, Cancã Leste, Fazenda Alegre, Fazenda São Rafael e Fazenda Santa Luzia, localiza-se nos municípios de Linhares, Jaguaré e São Mateus, no estado do Espírito Santo. Possui 269 poços em operação, três estações de tratamento de óleo, quatro estações satélites no campo de Fazenda Alegre e 73,81km de gasodutos e oleodutos. O Terminal Norte Capixaba e todas as instalações de produção contidas no ring fence das cinco concessões também fazem parte do polo, além da titularidade de alguns terrenos (PETROBRAS, 2020a).

Além do Polo Norte Capixaba, a Petrobras também anunciou a venda de sua participação no Polo Cricaré, que compreende 27 campos terrestres⁶ localizados nos municípios de São Mateus, Jaguaré, Linhares e Conceição da Barra (PETROBRAS, 2020b).

Diante do exposto, surge a preocupação em relação ao impacto destas vendas para as contas públicas dos municípios beneficiários de royalties da produção de petróleo nos campos maduros em questão. Na próxima seção serão apresentados alguns cenários possíveis a serem debatidos.

3.4 Simulação de cenário de redução de alíquota de royalties para 5%

Como está posta a regulamentação hoje, a partir da Resolução da ANP nº 749/2018, a solicitação de redução de alíquota de royalties em campos maduros fica condicionada a demonstração de não haver prejuízo financeiro aos entes da federação. E, além disso, tal redução só poderá ser aplicada em relação à produção

⁶ Biguá, Cacimbas, Campo Grande, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego Dourado, Córrego das Pedras, Fazenda Cedro, Fazenda Cedro Norte, Fazenda Queimadas, Fazenda São Jorge, Guriri, Inhambu, Jacutinga, Lagoa Bonita, Lagoa Suruaca, Mariricu, Mariricu Norte, Rio Itaúnas, Rio Preto, Rio Preto Oeste, Rio Preto Sul, Rio São Mateus, São Mateus, São Mateus Leste, Seriema e Tabuiaia.

incremental do campo, tendo em vista que o incentivo visa ao desenvolvimento dos campos para o prolongamento de sua vida produtiva.

Para além dos aspectos já regulamentados pela resolução nº 749/2018, a ANP divulgou que pretende colocar em consulta pública “uma proposta de regulamentação da redução de royalties em campos operados por empresas de pequeno e médio porte ao patamar mínimo legal de 5%” (RAMALHO, 2020c). Ainda não foram divulgados os detalhes desta nova proposta e, com isso, não se sabe se irá impactar os campos terrestres do Espírito Santo.

Tabela 2 – Campos de produção em terra e alíquotas de royalties no Espírito Santo (2019)

Nome do Campo	Alíquota Royalties (%)
Biguá	10,00
Cacimbas	10,00
Campo Grande	10,00
Cancã	10,00
Cancã Leste	10,00
Córrego Cedro Norte	8,70
Córrego Cedro Norte Sul	10,00
Córrego Das Pedras	9,10
Córrego Dourado	7,80
Crejoá	5,00
Fazenda Alegre	7,80
Fazenda Cedro	10,00
Fazenda Cedro Norte	10,00
Fazenda Queimadas	10,00
Fazenda Santa Luzia	7,80
Fazenda São Jorge	7,80
Fazenda São Rafael	10,00
Gaivota	10,00
Guriri	10,00
Inhambu	10,00
Jacutinga	10,00
Lagoa Parda	10,00
Lagoa Parda Norte	7,80
Lagoa Piabanha	7,80
Lagoa Suruaca	10,00
Mariricu	10,00
Mariricu Norte	8,70
Rio Ipiranga	5,00
Rio Itanas	7,80
Rio Preto	10,00
Rio Preto Oeste	7,80
Rio Preto Sul	8,20
Rio São Mateus	10,00
São Mateus	8,00
São Mateus Leste	10,00
Seriema	10,00
Tabuiaia	10,00
Tucano	10,00

Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

Apesar de não se ter maiores informações, é possível construir um cenário de impacto nos campos do estado, caso houvesse a venda para empresas de pequeno porte, conforme parece ser o foco da consulta pública a ser divulgada ainda este mês.

Na Tabela 2, acima, estão listados os campos de produção terrestres localizados no Espírito Santo – e que tiveram produção em 2019 – e suas respectivas atuais alíquotas de royalties.

A produção nos campos relacionados na tabela gerou, em 2019, R\$ 63,19 milhões de royalties para os cofres públicos, divididos entre a União, o estado do Espírito Santo e os municípios produtores ou com instalações. Deste total, R\$ 35,95 milhões são referentes a alíquota de até 5% sobre a produção e R\$ 27,24 milhões são recursos gerados referentes à alíquota excedente de 5% a 10% sobre a produção.

Tomando como base os dados de 2019, se, naquele ano, houvesse tido um corte linear nas alíquotas, reduzindo para 5% em todos os campos, a perda da participação governamental seria destes R\$ 27,24 milhões, ou 43% de toda a arrecadação gerada. Ao se considerar os municípios capixabas, os mais prejudicados seriam i) Conceição da Barra, que perderia 48% da receita de royalties gerada pela produção terrestre; ii) São Mateus, que perderia 44%; iii) Linhares, que perderia 43%; e iv) Jaguaré, que perderia 35% (conforme Tabela 1).

Tabela 3 – Municípios beneficiários e royalties da produção em terra e total do Espírito Santo (2019). Em R\$ e em %

Município	Royalties (terra)	Royalties TOTAL (mar e terra)	Participação (Terra/Total)
Aracruz	181.099,10	22.882.287,03	0,79%
Conceição da Barra	506.892,76	3.029.522,41	16,73%
Itapemirim	114.321,38	101.451.820,66	0,11%
Jaguaré	4.784.713,23	8.048.843,38	59,45%
Linhares	6.104.198,11	98.459.108,67	6,20%
São Mateus	3.430.639,00	25.499.233,48	13,45%
Serra	527.902,47	27.389.183,20	1,93%
Viana	114.331,08	3.782.013,16	3,02%
Vitória	114.449,62	18.668.861,67	0,61%

Fonte: ANP.

Segundo os critérios da ANP, para que a redução dos royalties seja concedida, as operadoras precisam comprovar o benefício econômico para esses municípios. Há um problema importante a ser mencionado: no processo de transferência dos ativos, a Petrobras informou que continuará atuando junto à nova compradora, nos dois primeiros anos após à venda dos campos, para garantir que a produção seja mantida, o que pode superestimar possíveis efeitos positivos para os municípios⁷ (NUNES; DURÃO; SHORES, 2020).

⁷ “Roberto Ardenghy, diretor de Relação Institucional da Petrobras, alega, no entanto, que, toda vez que a empresa vende um campo de petróleo e gás, se compromete a manter a produção pelo prazo de até dois anos, num processo de

É preciso ressaltar que todos estes municípios são, também, beneficiários de royalties da produção na plataforma continental. A Tabela 3 acima contém a receita total de royalties recebida e a receita de royalties oriundos dos campos terrestres.

Nesta tabela é possível observar que, na maioria dos casos, grande parte da receita de royalties é oriunda da produção no mar. Somente no caso de Jaguaré, a receita de royalties advinda dos campos em terra é maior, o que faz com que o impacto de um cenário de redução de alíquotas seja maior para este município, que perderia 21% de sua receita.

4. Conclusão

Desde 2015, a gestão da Petrobras tem operado um amplo plano de desinvestimento, com vistas a focar a empresa no E&P, principalmente no pré-sal. Tal iniciativa resultou, entre outras coisas, em importantes cortes de investimentos na produção de petróleo e gás natural em campos maduros, localizados em terra ou na plataforma continental.

Neste contexto, houve uma aceleração da venda das participações da empresa nas concessões de campos terrestres e suas respectivas instalações no estado do Espírito Santo. Este movimento ocasionou em redução expressiva, de 21,16%, da produção de petróleo e gás natural nos campos terrestre do estado entre 2014 e 2019.

Conseqüentemente, esta redução da produção gerou impactos negativos no emprego no setor de óleo e gás do estado. Entre 2014 e 2018, houve redução de 25,03% dos postos de trabalho formais no setor de óleo e gás no estado de Espírito Santo. Nas empresas privadas do setor essa queda foi ainda mais expressiva, equivalente a 72,42%.

Além disso, a possível venda da participação da Petrobras nos campos terrestres para empresas privadas de menor porte, abre uma possibilidade maior de negociação entre os novos proprietários e a ANP para redução das alíquotas de royalties nesses campos já maduros para o mínimo de 5%.

Com a redução de alíquota, pode haver impacto nas receitas destas participações governamentais principalmente para os municípios beneficiários onde estão localizados os campos de produção.

transferência da operação. E, no caso dos campos com operação suspensa, o executivo argumenta que é possível retomar a produção nessas áreas rapidamente” (NUNES; DURÃO; SHORES, 2020).

5. Referências bibliográficas

ANP. **Resolução nº 749, de 21.9.2018 - DOU 24.9.2018**. Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Rio de Janeiro: ANP, 2018.

ANP. **ANP aprova primeira redução na alíquota de royalties sobre a produção incremental em campo maduro**. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

ANP. **Contratos prorrogados pela ANP até o momento devem gerar mais de US\$ 28 bilhões em novos investimentos**. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

CNPE. **RESOLUÇÃO Nº 17, DE 8.6.2017 - DOU 6.7.2017**. Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Brasília: CNPE. 2017.

GAUDARDE, Gustavo. ANP aprova redução de royalties para o campo de Polvo, da PetroRio. **Epbr**, Rio de Janeiro, 20 fev. 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/anp-aprova-reducao-de-royalties-para-o-campo-de-povo-da-petrorio>>.

MONTENEGRO, João. ANP avalia redução de royalties em 40 campos. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, 01 jul. 2019. Disponível em: <<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/anp-avalia-reducao-de-royalties-em-40-campos>>.

NUNES, F.; DURÃO, M. SHORE, N. Se sair Petrobras terá de fechar conta de dívidas. **Estadão**, São Paulo, 14. Set. 2020.

PETROBRAS. Petrobras inicia venda de ativos terrestres no Espírito Santo. **Agência Petrobras [S.I.]**, 21 ago. 2020a. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=982986>.

PETROBRAS. Petrobras assina contrato para venda de campos terrestres no ES. **Agência Petrobras [S.I.]**, 27 ago. 2020b. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983004>.

PETROBRAS. PNG 2015-2019: tire suas dúvidas sobre nossos investimentos e desinvestimentos. **Agência Petrobras [S.I.]**, 27 ago. 2020b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/png-2015-2019-tire-suas-duvidas-sobre-nossos-investimentos-e-desinvestimentos.htm>>.

RAMALHO, André. ANP aprova redução de alíquota de royalties para projeto de revitalização da PetroRio. **Valor Econômico**, São Paulo, 21 fev. 2020a. Disponível

em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/02/21/anp-aprova-reducao-de-aliquota-de-royalties-para-projeto-de-revitalizacao-da-petrorio.ghtml>>.

RAMALHO, André. PetroRio pode elevar produção com alíquota de royalties reduzida no campo de Polvo. **Valor Econômico**, São Paulo, 27 fev. 2020b. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/02/27/petrorio-pode-elevar-producao-com-aliquota-de-royalties-reduzida-no-campo-de-polvo.ghtml>>.

RAMALHO, André. ANP coloca em setembro consulta pública sobre redução de royalties a pequenos produtores. **Valor Econômico**, São Paulo, 19 ago. 2020c. Disponível em: <<https://valor.globo.com/brasil/noticia/2020/08/19/anp-coloca-em-setembro-consulta-publica-sobre-reducao-de-royalties-a-pequenos-produtores.ghtml>>.

ROCHA, Rodrigo; SARAIVA, Alessandra. Petrobras prevê US\$ 19,5 bi em parcerias e desinvestimentos em 2017/18. **Valor Econômico**, São Paulo, 20 set. 2020c. Disponível em: <<https://valor.globo.com/brasil/noticia/2020/08/19/anp-coloca-em-setembro-consulta-publica-sobre-reducao-de-royalties-a-pequenos-produtores.ghtml>>.

TANURE, Nelson. Royalties e o impulso a novos investimentos. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, 30 nov. 2019. Disponível em: <<https://editorabrasilenergia.com.br/royalties-e-o-impulso-a-novos-investimentos/>>.