

CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO

**É PRECISO MUDAR A MANEIRA DE
OLHAR O SISTEMA REGULATÓRIO.**

Foto: Pixabay

Revista Energia, Ambiente e Regulação

N. 03 – Novembro/2019.

<http://rcgilex.com.br/revistaear/>

EQUIPE EDITORIAL

/ Diretor científico (RCGI)

Julio Meneghini

/ Diretor do Programa de Política de Energia e Economia (RCGI)

Edmilson Moutinho dos Santos

/ Coordenação Geral

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

/ Editora

Isabela Morbach Machado e Silva

/ Conselho Editorial

Edmilson Moutinho dos Santos, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Karina Ninni

/ Conselho Científico

Edmilson Moutinho dos Santos, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Julio Meneghini, Luís Antônio Bittar Venturi e Suani Teixeira Coelho

/ Jornalista responsável

Karina Ninni (MTB 025874)

/ Projeto Gráfico e Diagramação

TEMPLE

/ Contato

rcgi.lex@usp.br

A REVISTA ENERGIA AMBIENTE E REGULAÇÃO APRESENTA PRODUÇÕES CIENTÍFICAS INTERDISCIPLINARES, ABRANGENDO IMPORTANTES ÁREAS COMO ENERGIA, CIÊNCIAS AMBIENTAIS, DIREITO E REGULAÇÃO. AO DIVULGAR CIENTISTAS E SUAS PRODUÇÕES ACADÊMICAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS, A REVISTA APROXIMA INSTITUIÇÕES RELACIONADAS AOS TEMAS, ALÉM DE PROPORCIONAR AO LEITOR TEMAS RECORRENTES A ESSES RAMOS.

04

ENTREVISTA COM OWEN
ANDERSON, ADVOGADO
E PROFESSOR DE
DIREITO DA ENERGIA DA
UNIVERSIDADE DO TEXAS

20

APONTAMENTOS SOBRE OS DIREITOS
DE PROPRIEDADE APLICÁVEIS
AO REGIME DE EXPLORAÇÃO DE
HIDROCARBONETOS NO BRASIL A
PARTIR DE PERSPECTIVA COMPARADA

50

DIFFUSION MODELS
FOR ENERGY STUDIES

60

COMPETÊNCIA DOS
AGENTES PÚBLICOS NO
UPSTREAM BRASILEIRO

/ ENTREVISTA: OWEN ANDERSON

“TEREMOS DE MUDAR A MANEIRA DE OLHAR PARA NOSSO SISTEMA REGULATÓRIO”

PARA PROFESSOR NORTE-AMERICANO, CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO DEMANDA REGULAÇÃO MAIS EMBASADA EM RESULTADOS DO QUE EM PRESCRIÇÕES; SEGUNDO ELE, É PRECISO TAMBÉM GARANTIR ÀS PRÓXIMAS GERAÇÕES OS BENEFÍCIOS DOS RECURSOS PETROLÍFEROS

Por Karina Ninni

Jornalista e doutoranda no Programa de Pós Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP).



Há 45 anos atuando na área de óleo e gás, o advogado e professor de Direito da Energia da Universidade do Texas, Owen Anderson, falou com exclusividade à Revista Energia Ambiente e Regulação. Ele esteve no Brasil por três meses participando de eventos e ministrando aulas em uma disciplina de regulação do Instituto de Energia e Ambiente da USP. Na pauta, questões como as perspectivas de regulação de atividades de captura e armazenamento de carbono (CCS) no Brasil e no mundo, os contratos utilizados no Brasil pela indústria de óleo e gás (concessão, partilha de produção e cessão onerosa), bem como os modelos a seguir – e a não seguir – para garantir que a população se beneficie com o aproveitamento dos recursos fósseis do país.

RCGILex – Temos ouvido falar muito sobre Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), e suas variações (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono – CCUS; ou Bioenergia com CCS). Em sua opinião, que tipo de regulação as atividades de CCS demandam?

Owen – Eu creio que temos de ter uma regulação com base em resultados. Porque não sabemos o suficiente, hoje, a respeito das maneiras pelas quais faremos CCS. Nem sei ao certo se sabemos o quanto temos de capturar, porque é preciso levar em consideração onde é que se dá o maior uso de fósseis no mundo, onde ele cresce, e qual será o impacto desse aumento nas emissões de carbono e quanto carbono conseguiremos capturar e sequestrar eficientemente. E creio que isso é um “alvo móvel”.


RCGILex – Mas que tipo de regulação e de métricas você acha que poderíamos usar com as empresas interessadas em fazer CCS?

Owen – Bem, acho que a regulação que a Noruega adotou para a indústria do óleo e do gás offshore é muito interessante e pode ser um ponto de partida: ela estabeleceu padrões que tinham de ser cumpridos. As empresas que atuavam no offshore tinham de elaborar um plano, uma demonstração do que pretendiam fazer, e de como aquele plano alcançaria o resultado desejado. Creio que é assim que devemos abordar a CCS. Porque não sabemos qual é o melhor jeito de fazer CCS. Especialmente levando em consideração o perfil diferente de cada emissor (a). Plantas de geração de energia, plantas petroquímicas e plantas de produção de cimento são grandes emissoras: locais onde deveríamos estar aptos a capturar grandes quantidades de carbono. É muito mais difícil, por exemplo, capturar eficientemente o carbono emitido pelos automóveis. Não há tecnologia para isso, ao menos ainda. Então, creio que temos de concentrar os esforços onde possamos otimizar a captura, e me parece que focando nesses três setores nós poderíamos otimizar a captura. Temos de ter alguma flexibilidade nos resultados, e é por isso que penso que é saudável ter um approach com este, ao menos para começar. Será difícil num país como os EUA, por que estamos acostumados a regulações prescritivas – e no Brasil também. Creio que teremos de mudar a maneira pela

qual olhamos para o nosso sistema regulatório. Por exemplo, podemos conseguir capturar eficientemente 90% do carbono de uma usina a carvão, mas apenas 70% de outra.

RCGILex – Em suas palestras você tem abordado a questão da regulação dos espaços porosos (espaços existentes em rochas porosas nos quais se pode estocar o carbono e outros gases). É um grande problema de regulação em todo o mundo?

Owen – Sim, mas acho que pode ser resolvido. Será mais difícil de resolver nos EUA, por causa da ideia de propriedade privada do subsolo. Mas creio que muitos países que não adotam esse sistema, como o Brasil, onde os recursos do subsolo pertencem à União, podem aprovar leis que estabeleçam como ativos nacionais os espaços porosos localizados abaixo de uma certa profundidade no subsolo - por exemplo, 1000 metros. Isso resolve o problema da propriedade. Então, é preciso regular o sequestro e o armazenamento de carbono. Para assegurar que capturaremos carbono eficientemente. É um desafio saber qual a quantidade de carbono que se tem de capturar, manejar o transporte desse carbono, incluindo sua qualidade, porque há impurezas que podem danificar dutos e instalações de armazenamento. É necessário manejar a injeção para se assegurar que o espaço poroso que está sendo usado irá segurar esse carbono por tempo geológico, e também é preciso manter a integridade desse reservatório, e em algum momento fechá-lo, quando estiver cheio. E é preciso saber como limitar a confiabilidade das companhias que irão se engajar nisso. É um problema prático, e não creio que devemos esperar que as companhias privadas sejam eternamente confiáveis para guardar o carbono que sequestraram. Não é realista. Então, em minha opinião, será preciso criar um fundo, que imagino ser um fundo público, mas provavelmente custeado por dinheiro de empresas privadas, para compensar eventuais e possíveis danos. Como o fundo que há nos EUA e que compensa os efeitos de derramamentos de óleo: cada petroleiro paga uma taxa por barril, que vai para esse fundo. E ele é usado para compensar danos acima da capacidade de responsabilidade das empresas, pois naturalmente, a capacidade da empresa se responsabilizar vem primeiro. Se o passivo de uma empresa for muito grande, o fundo intervém para pagar a compensação. Acho



NÃO SABEMOS QUAL É O MELHOR JEITO DE FAZER CCS. ESPECIALMENTE LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO O PERFIL DIFERENTE DE CADA EMISSOR (A). PLANTAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA, PLANTAS PETROQUÍMICAS E PLANTAS DE PRODUÇÃO DE CIMENTO SÃO GRANDES EMISSORAS: LOCAIS ONDE DEVERÍAMOS ESTAR APTOS A CAPTURAR GRANDES QUANTIDADES DE CARBONO.”

que poderíamos olhar para esse modelo, porque ele funciona bem (não para financiamento de vazamentos como o que ocorreu com a explosão de Macondo, no Golfo do México, em que o petróleo ficou vazendo por meses e ninguém sabia quanto acabaria vazando. Mas com navios petroleiros funciona bem). No caso do armazenamento de carbono, é possível saber quanto carbono será armazenado em um determinado reservatório. Portanto, as contribuições para o fundo podem ser vinculadas à quantidade de carbono que está sendo sequestrada em qualquer reservatório. Esse sistema pode funcionar bem para um fundo de longo prazo, a fim de compensar vazamentos de carbono.

RCGILex – Mas para isso temos de precificar o carbono...

Owen – Sim, tem de haver um meio de precificar o carbono e de incentivar as companhias a comercializar o carbono de alguma maneira para fazermos isso andar. O grande problema são os custos. Vai custar dinheiro para capturar esse carbono e todos os produtos, como petroquímicos, cimento, eletricidade, também subirão de preço. Será que os consumidores irão querer pagar por isso? Se eles não quiserem, irão consumir menos, e haverá menos carbono, e isso é positivo. De fato, a melhoria da eficiência no uso de eletricidade pode ser a melhor maneira de reduzir as emissões de carbono. Mas, politicamente falando, é uma venda difícil, porque o preço da eletricidade, dos petroquímicos e do cimento aumentarão para levar em conta o aumento do preço da CCS.

RCGILex – Em sua opinião, quem deveria pagar a maior parte disso? Porque imagino que a conta não será dividida em partes iguais...

Owen – Bem, se o governo for pagar, vai fazer como? Vai aumentar impostos. Se as empresas tiverem de pagar e não puderem repassar esse custo aos consumidores, então isso será cortado da margem de lucro, o que tem consequências. Se você passar para os consumidores, eles podem dizer: ‘não dá, não vamos pagar’. Os créditos tributários podem ajudar, o que é uma característica da lei dos EUA, mas os créditos tributários reduzem as receitas do governo. É preciso encontrar o mix correto.

RCGILex – Estamos assistindo ao desenvolvimento de tecnologias mais limpas de obtenção de energia, como a eólica e a solar. Qual é, em sua opinião, o papel das novas energias na solução do problema das mudanças climáticas?

Owen – Se conseguíssemos desenvolver um recurso energético como o hidrogênio, que poderia eliminar nossas necessidades de fósseis, seria uma grande conquista para o mundo. Mas não estamos lá, ainda. E não vamos solucionar nossos problemas de energia com eólica e solar, não acho que consigamos fazer isso. Então temos que conceber uma variedade de abordagens para o problema das mudanças climáticas. E precisamos apresentar um plano que seja uma solução global. O desafio é imenso. E a questão é: temos condições de apresentar um programa que vai, de fato, funcionar? A última coisa que eu quero é uma solução política que nos faça bater nas costas uns dos outros e dizer: ‘fizemos uma coisa boa.’ Quando, na realidade, não se vai conseguir realizar nada.

RCGILex – O Brasil tem imenso potencial em gás natural, principalmente depois do Pré-sal, mas nosso setor de gás ainda carece de infraestrutura de transporte e distribuição, temos uma questão de demanda mal resolvida e questões regulatórias ainda pendentes. Neste momento, as renováveis estão se saindo muito bem nos leilões de energia, e temos também um potencial enorme aí. Diante disso, qual você acha que é realmente o futuro do setor do gás natural no Brasil?

Owen – Creio que a razão pela qual o Brasil tem problemas com o gás é que não incentivou o setor de gasodutos. Isso está acontecendo agora, finalmente. Do ponto de vista de utilizar mais gás natural, é um passo na direção certa. Você poderia me perguntar sobre os problemas com as emissões do gás natural, mas veja, se você não usa o gás, terá de queimá-lo, ou reinjetá-lo, e isso também gera emissões. Então, creio que usar é melhor. O grande problema com o gás são os vazamentos de metano. Portanto, é necessária uma regulamentação estrita para conter vazamentos de metano, o que pode aumentar o custo do gás, mas acho que não será muito mais. Nós podemos evitar os vazamentos. Infelizmente, no EUA, o governo Trump reverteu os regulamentos a esse respeito.

RCGILex – Mas os preços do gás no Brasil já são muito altos...

Owen – Sim, são mais altos que a média mundial. Mas não deveria ser assim, não há razão para isso. Vocês têm muito gás, deveriam conseguir cortar esses preços em até 40%, eu imagino.

RCGILex – A Petrobras está vendendo seus ativos no transporte de gás, porque o governo acha que isso vai baixar os preços do energético. Mas há quem diga que não, pois os consórcios compradores estão pagando caro e naturalmente irão querer repassar isso para o preço do transporte da molécula... Os EUA têm uma infraestrutura imensa de dutos de transporte e distribuição. Como isso foi construído? Via iniciativa privada?

Owen – Foram as empresas privadas, embora o transporte do gás dos campos de produção para os usuários finais tenham sido regulados de uma maneira muito peculiar: como compradores e vendedores de gás. Eles tinham um sistema de compra, estocagem, processamento e transporte de gás em “pacotes”, que eram revendidos às distribuidoras. Em um dado mercado, podia haver um duto que fosse o único comprador de gás e também o único vendedor, downstream, com todos os serviços associados ao tratamento de gás agrupados nesse sistema regulatório. Assim, as empresas de gasodutos acabaram sendo regulamentadas como transportadoras e comerciantes de gás. Posteriormente foram adotadas regras novas e as companhias de gasodutos não mais compravam, processavam e vendiam o gás, elas apenas coletavam a tarifa pelo transporte do gás. Foi uma transição dolorosa, mas no final funcionou bem. Os compradores pagam diferentes tarifas por diferentes tipos de transporte, como o transporte firme – que é mais caro porque garante o suprimento constante de gás – e o transporte intermitente, mais barato, porque não há essa garantia.

RCGILex – No tocante à indústria petrolífera, o Brasil tem atualmente três instrumentos contratuais sendo utilizados: os contratos de concessão, os de partilha de produção e a cessão onerosa, estes adotados após as descobertas nas áreas do Pré-sal. Você que crê que esses instrumentos adotados mais recentemente (os contratos de partilha e a cessão onerosa) são melhores que os primeiros que já tínhamos?

Owen – Não creio que sejam melhores. Não há nada errado com os contratos de partilha de produção, assim como não há nada errado com os contratos de concessão. A diferença é mais importante psicologicamente do que praticamente. Podemos dizer que os contratos de partilha de produção têm origem em uma necessidade, que apareceu na Indonésia. Porque a Indonésia aprovou uma legislação, na década de 1960, proibindo o governo de transferir quaisquer direitos sobre terras com óleo para investidores privados. Foi uma medida de um governo de orientação de esquerda, bastante nacionalista, e bastante preocupado com o legado colonial. Isso tem a ver com a independência política de certos países, que se deu depois da Segunda Guerra Mundial, e a Indonésia é um exemplo. A independência política foi apenas uma parte do processo. Os governos e as pessoas estavam mais preocupados com a independência econômica; não apenas com o governo colonial, mas com o legado econômico colonial. Em seguida, a Indonésia desenvolveu os contratos de partilha de produção, nos quais o governo contratou empresas privadas de petróleo para fornecer serviços de exploração, desenvolvimento e produção em troca de obter uma parcela de custo-óleo e lucro-petróleo no porto de exportação. As empresas não tinham direito ao petróleo no solo nem direito ao petróleo na cabeça do poço.

RCGILex – A lei proibia acesso às reservas de óleo apenas às empresas privadas estrangeiras ou a quaisquer empresas privadas?

Owen – Certamente as estrangeiras, porque a Pertamina, a companhia nacional de petróleo da Indonésia, não estava diretamente envolvida em operações petrolíferas naquele momento.

.... Então, após aprovar essa lei, o governo se deparou com um problema: como iria desenvolver os recursos se não havia habilidade no país para fazer isso? A única maneira de fazer isso era trazer investidores estrangeiros, mas por lei, isso era ilegal. Então eles tiveram que inventar um novo paradigma, e esse novo paradigma foi o contrato de partilha de produção. Não foi o primeiro do mundo, a Bolívia usou esse expediente antes da Indonésia. E na Bolívia o instrumento tinha muita similaridade com um contrato de partilha de produção agrícola, no qual o dono da terra permite que um agricultor arrende sua terra em troca de uma parte na produção. Mas a Indonésia leva o crédito, porque trouxe esse instrumento para a vanguarda como um dos tipos de contratos utilizados no mundo.

RCGILex – E ele funcionou na Indonésia?

Owen – Sim, funcionou, porque o país tinha de fazer alguma coisa para permitir algum tipo de investimento externo. Então, pensou em contratar investidores privados como ‘empreiteiros’ para desenvolver os recursos de óleo e gás, e deu a eles uma parte da produção, como compensação. Parte como “custo em óleo”, para que recuperassem seus custos; mais uma parte dos lucros da produção. A distinção é que, neste caso, o Estado não concede às empresas a propriedade do recurso petrolífero quando ele está no reservatório ou mesmo na cabeça do poço. O que as empresas têm é o direito a uma parte da produção, ou seja, depois que o petróleo sai do reservatório e geralmente no momento da exportação. Isso permitiu ao governo e à população, psicologicamente, tratar essas companhias como empreiteiras que trabalham para o governo, sob as diretivas do governo. Na realidade, o governo não direcionava muito de perto as

companhias, porque eram elas que sabiam como fazer exploração e produção, e faziam. Inicialmente, as companhias de óleo e gás não gostaram desses contratos de partilha de produção, porque estavam preocupadas com o fato de que, se não lhes fosse concedido o direito às reservas de óleo no subsolo, elas não poderiam contabilizá-las como ativos em seus balanços corporativos. Mas a preocupação surgiu de uma regra contábil, que foi simplesmente alterada. As regras contábeis agora permitem que as empresas considerem as reservas do subsolo como ativos, mesmo que não sejam os proprietários dessas reservas. Uma vez resolvido o problema, as empresas de óleo e gás passaram a gostar da ideia do contrato de partilha de produção, justamente porque era um contrato exequível: impunha limites para as empresas, mas para os governos também. Elas se tornaram partes contratuais, em vez de o governo ser o ente regulatório supremo, ou aquele que aplica as taxas. A inserção de cláusula de estabilização no contrato fortaleceu ainda mais o braço da empresa.


RCGILex – Então, se ambos são boas modalidades de contrato, por que acha que há defensores ferrenhos de um e de outro, como se um trouxesse mais vantagens que o outro?

Owen – Creio que o que causa confusão no Brasil, e mais recentemente na Tailândia, é a ideia de que o governo pode extrair uma parte maior de ganhos econômicos, mais facilmente, por meio dos contratos de partilha de produção, ganhando uma porcentagem maior dos lucros. Isso não é verdade, porque é possível desenhar um sistema fiscal nos contratos de concessão que tenha resultados igualmente favoráveis ao governo e faça a mesma coisa. E o governo não precisa criar uma burocracia para gerir a partilha de produção. Portanto, os regimes de concessão são mais fáceis de administrar, porque o governo não precisa se envolver em comercializar o óleo. Ambos os tipos de contrato têm prós e contras. O que eu acho problemático é ter os dois, porque neste caso é preciso ter um sistema dual, mais burocracia, mais administração separada. Há pouquíssimas razões para ter os dois. A Tailândia, pelo que eu entendo, talvez esteja em transição dos contratos de concessão para os de partilha, e no futuro terá apenas um tipo. Mas o Brasil tem os dois. No Pré-sal, são os de partilha; no resto, é concessão. Eu penso que é ineficiente. O Brasil, quando implantou o

sistema novo em 2010, achou que estava copiando a Noruega, e de fato copiou, em certos aspectos. Mas não sei se os políticos brasileiros à época sabiam que a Noruega opera em um sistema de concessão, e não de partilha de produção.

RCGILex – Não são joint ventures?

Owen – Há alguns contratos em formato de joint ventures lá, mas de fato, é um sistema de concessão. Não é partilha de produção. O que eles têm é um sistema fiscal progressivo similar ao que existe nos contratos de partilha de produção, mas ainda assim é um regime de concessão. Eles não têm um órgão para comercializar o óleo. Eles têm a Statoil, naturalmente, agora Equinor, mas ela não tem mais participação mandatória em nenhum dos ativos noruegueses. Ela agora é uma companhia genuinamente internacional. Como era a Petrobras em 2010, quando foi requisitada a ser a única operadora do Pré-sal. Ela tinha se tornado uma companhia de petróleo internacional e muito competente: estava perfurando na África e em várias outras partes do mundo, e tinha condições de competir tecnologicamente com as maiores e melhores petrolíferas privadas do mundo. Mas as reformas de 2010 basicamente exigiram que a Petrobras retrocedesse e voltasse para o Brasil, e ela teve de desinvestir nos ativos estrangeiros. Fez uma “queima de estoque” de seus investimentos estrangeiros, vendeu barato, e então voltou para operar o Pré-sal. E o que acontece é que acabou colocando “todos os ovos uma única cesta”, coisa que as empresas de petróleo não gostam de fazer. Elas espalham seus ovos em várias cestas, porque assim espalham também os riscos. Particularmente, acho que isso não foi bom para a Petrobras. E, no começo, ela estava tendo de colocar navios operadores em blocos que ela nem mesmo queria. Isso no princípio foi resolvido com um processo em que a empresa podia dizer: ‘não quero desenvolver esse bloco’. E, sendo ela a operadora principal, se ela não queria desenvolver o bloco, então ele não seria desenvolvido. Mas pode ser que fosse um bloco que outras operadoras quisessem desenvolver. Ao menos explorar. Ou seja: o sistema, como estava, não era necessariamente bom para o governo. Então, em 2016, isso mudou e foram corrigidos diversos problemas que surgiram com a reforma de 2010.



TEM DE HAVER UM MEIO DE PRECIFICAR O CARBONO E DE INCENTIVAR AS COMPANHIAS A COMERCIALIZAR O CARBONO DE ALGUMA MANEIRA PARA FAZERMOS ISSO (A CCS) ANDAR. O GRANDE PROBLEMA SÃO OS CUSTOS. VAI CUSTAR DINHEIRO PARA CAPTURAR ESSE CARBONO E TODOS OS PRODUTOS, COMO PETROQUÍMICOS, CIMENTO, ELETRICIDADE, TAMBÉM SUBIRÃO DE PREÇO. SERÁ QUE OS CONSUMIDORES IRÃO QUERER PAGAR POR ISSO?"

RCGILex – Então, se o Brasil não copiou propriamente a Noruega, copiou a Indonésia?

Owen – Não creio que o Brasil tenha copiado nem um nem outro. Criou uma outra coisa. E, agora, lida ainda com essa controversa questão da divisão da renda do petróleo entre os estados da federação. Os investidores não ligam muito para isso, exceto pelo fato de criar turbulência política interna. Provavelmente é um tema político popular no Brasil. Mas qualquer tipo de mudança como esta provoca certa turbulência.

RCGILex – O que você acha dessa briga dos estados pelo dinheiro do petróleo?

Owen – A maioria das pessoas que estuda o tema diria que as localidades, as áreas locais que sofrem o impacto do desenvolvimento, deveriam ser compensadas por isso. Na Nigéria, por exemplo, é a parte sul que sofre o impacto do desenvolvimento da indústria do óleo e gás, mas recebem muito pouco do benefício dessa indústria, o que é claramente errado. Eu acho que as unidades locais governamentais nesse contexto precisam de alguma compensação, mas não mais do que a compensação pelos custos do desenvolvimento, porque esses recursos são nacionais. Creio que a federalização do óleo e do gás no Brasil é, no geral, uma coisa boa. Na Argentina o controle dos recursos cabe a cada Estado. E não acho que isso seja tão bom. O desejo é que o país todo se beneficie do desenvolvimento do óleo e do gás, e não apenas regiões isoladamente, embora estas devam ser compensadas pelos aspectos negativos do desenvolvimento, quando impactadas.

RCGILex – Você diz os aspectos ambientais?

Owen – Sim, entre outros... mas há muitos aspectos positivos desse investimento também... Uma outra coisa que creio ser importante são os fundos soberanos. Óleo e gás são recursos finitos e não sabemos ao certo quais serão os valores de longo prazo desses ativos. Se, por exemplo, desenvolvermos fontes alternativas que supram energia tão eficientemente como o óleo e o gás, não precisaremos

mais deles. Mas, até lá, quando um país extrai um barril de petróleo e vende, está vendendo um ativo. E o Estado deveria tomar uma porção daquele dinheiro e colocá-lo em um ativo substituto de igual ou maior valor, para que no futuro as novas gerações não sofram pela perda daqueles recursos. Assim, elas se beneficiarão dele porque haverá um ativo substituto, de igual o maior valor. A Noruega tem o maior fundo soberano de óleo e gás do mundo, suficiente para muitas gerações depois do óleo e do gás terem acabado. Em minha opinião, a Noruega maneja sua riqueza petrolífera apropriadamente. As companhias reclamam de certos aspectos do sistema norueguês, que elas não gostam. E, muitas dessas críticas podem de fato ter valor, mas em termos do manejo dos recursos em nome das pessoas, a Noruega é o modelo para o mundo.

RCGILex – E os EUA?

Owen – Os EUA não são um bom exemplo. Somos um país peculiar, porque temos uma longa tradição de basicamente “dar” nossos ativos, e não propriamente obter renda a partir deles, desde os tempos de Thomas Jefferson. Eu creio que os EUA são um modelo pobre para os outros países. As razões para isso são históricas e não acredito que sejam relevantes para a maioria dos países. Entendo que os países têm de olhar para a Noruega acuradamente.

RCGILex – Mas a indústria do gás norte-americana está tirando vantagem desse modelo pobre, não está? Com o shale gas?

Owen – Não há questionamento acerca do argumento de que a política de preços baixos de energia nos EUA representou um boom na economia do país. Não há dúvida sobre isso. Mas, se olharmos para isso no longo prazo, e nos perguntarmos: é bom para as futuras gerações de americanos? Eu me preocupo com meus netos, meus bisnetos, etc... Eles estarão melhores, como resultados das políticas que os EUA têm seguido? E não estou mais confiante nisso. Quer dizer: isso tem sido verdade até aqui. Eu consegui ‘fazer melhor’ que meu pai, que conseguiu ‘fazer melhor’ do que o pai dele, e assim sucessivamente, como deveria ser, uma geração melhorando com relação à outra. Mas não creio que a geração dos meus filhos estará melhor do que a minha. E isso tem a ver com lidar

/ ENTREVISTA: OWEN ANDERSON

com os déficits que temos hoje nos EUA, com nosso manejo dos recursos, com mudanças climáticas, com muitas questões e políticas. Acho que nosso governo se tornou quase disfuncional. E isso tem a ver mais com argumentos acerca de ideologia do que com a solução pragmática de problemas. Eu gosto de dizer que o partido republicano se tornou tão ideologicamente conservador nos EUA que deixou a ideologia liderar o senso comum. E os democratas ficaram tão liberais ao querer solucionar todo e qualquer problema jogando dinheiro em cima, que não têm mais ideologia nenhuma – e nem têm o senso comum para guiá-los. Nenhum dos partidos exercita o senso comum. Eu acho que deveríamos ter um partido mais de centro nos EUA. ■

APONTAMENTOS SOBRE OS DIREITOS DE PROPRIEDADE APLICÁVEIS AO REGIME DE EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBÔNETOS NO BRASIL A PARTIR DE PERSPECTIVA COMPARADA¹

Hirdan Katarina de Medeiros Costa
Carolina Arlota

Imagem: Pixabay

¹ Algumas reflexões foram publicadas previamente em COSTA, H. K. M.; ARLOTA, C. Civil Law versus Common Law: direitos de propriedade na indústria do petróleo. Revista do Direito da Energia, v. 14, p. 211-254, 2017. Esse artigo encontra-se atualizado e revisado.

1. RESUMO

O artigo discute apontamentos das escolhas de políticas públicas no Brasil e seu impacto para a exploração de hidrocarbonetos no país. Apresenta uma breve revisão dos regimes referentes a tal exploração e, à luz de discussão iniciada anteriormente pelas autoras, que comparava os direitos de propriedade de petróleo e gás natural nos Estados Unidos e no Brasil, analisa o atual cenário brasileiro. A presente contribuição não objetiva esgotar o tema, mas determinar os mais relevantes fatores. A metodologia escolhida foi a analítica baseada na revisão da literatura, qualitativamente examinada diante do histórico institucional em cada país. Os resultados demonstram que o modelo brasileiro evidencia uma forte dependência do Estado nacional para promover a indústria de petróleo, diferentemente dos Estados Unidos, onde a dinâmica das relações dita a frequência pelos quais os contratos são assinados e cumpridos. Em sede de conclusões, ressalta-se o papel a ser assumido pelo Estado brasileiro para dar continuidade ao desenrolar das relações contratuais no setor de petróleo e para incentivar a iniciativa privada.

PALAVRAS-CHAVE

DIREITOS DE PROPRIEDADE, PETRÓLEO E GÁS, BRASIL, ESTADOS UNIDOS, PAPEL DO ESTADO.

ABSTRACT

The article discusses the public policy choices in Brazil and their impact on hydrocarbon exploration in the country. It presents a brief review of the regimes regarding such exploration and, in light of the discussion previously initiated by the authors, which compared those of property rights for oil and natural gas in the United States and Brazil, analyzes the current Brazilian scenario. The present contribution does not aim to exhaust the theme, but to determine the most relevant factors. The methodology chosen was analytical based on the literature review, qualitatively examined in view of the institutional history in each country. The results show that the Brazilian model expressions a strong reliance on the national state to promote the oil industry, unlike the United States, where the dynamics of private relations dictates the frequency by which contracts are signed and fulfilled. In conclusion, it is stressed the role to be assumed by the Brazilian State to continue the development of contractual relations in the oil sector and to encourage private initiative is emphasized.

KEYWORDS

LEGAL REGIME OF EXPLOITATION AND EXPLORATION OF HYDROCARBONS, PROPERTY RIGHTS, OIL AND GAS, BRAZIL, UNITED STATES, ROLE OF THE NATIONAL STATE.

1. INTRODUÇÃO

O artigo foi desenvolvido considerando o direito comparado como busca e aprofundamento das diferenças. Assim, o foco não está no estudo de semelhanças, mas no entendimento de soluções desenvolvidas por dois países de tradições jurídicas radicalmente diferentes (Costa e Arlota, 2017; Nader, 2016; Legrand, 1997; Reimann, 2002). Assim, comparam-se os sistemas vigentes nos Estados Unidos, imbuído da praticidade da *common law*, com aqueles existentes no Brasil, com suas raízes romano-germânicas.

O presente estudo é especialmente relevante tendo em vista as atuais mudanças geopolíticas, o reduzido desempenho da economia mundial, o aquecimento global e suas consequências, bem como os atuais argumentos em prol da transição energética. Esses fatores – aliados ao aumento da demanda por melhor performance do governo nacional – contribuirão para que os próximos anos sejam mais instáveis (NIC, 2017). A importância do tópico é ainda mais forte no presente cenário de elasticidade dos preços de petróleo.

Ademais, não se pode olvidar a influência e a interação contínua entre os rumos seguidos pela política energética nacional no setor petrolífero e a geopolítica internacional, salientando a importância adquirida pelo petróleo a partir das duas Guerras Mundiais, em que esse passa a ser visto como um bem estratégico para o desenvolvimento, para a segurança e para a independência das nações.

2. SÍNTESE DAS PRINCIPAIS OPÇÕES REFERENTES A REGIMES DE EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Os principais regimes referentes a descoberta e exploração de hidrocarbonetos no mundo são os regimes de licença e os chamados regimes contratuais e, em ambos, a empresa multinacional termina por arcar com os maiores riscos nessas atividades (Park, 2013). Tais regimes, no entanto, variam significativamente no que toca ao período no qual a multinacional obterá o retorno do capital investido, uma vez que o mesmo depende, caso a caso, da alocação de riscos entre o governo e tal multinacional.

Cumprir frisar que no regime de licença, assim como nas concessões, os hidrocarbonetos produzidos pertencem à multinacional. Assim, a escolha a respeito de regimes de exploração abrange licenças e concessões, bem como *production sharing agreements* (PSA) e contratos de serviço.

No regime de licença, o estado autoriza a exploração de hidrocarbonetos por multinacional mediante pagamento de autorização e/ou royalty. Normalmente, são regimes de mercado, em que a multinacional arca com a maior parte dos riscos e benefícios, também. Exemplos famosos de jurisdição as quais optaram por contrato de licença incluem o Reino Unido e Noruega (Park, 2013).

O regime de concessão, por seu turno, tende a ser escolhido por países em desenvolvimento e pode conter cláusulas em que a multinacional seja obrigada a contratar mão-de-obra local e arcar com transferência de tecnologia. O regime de concessão foi o adotado pelo Brasil.

O regime contratual denominado *production sharing agreements* (PSA) é bastante flexível e possui diferentes modelos ao redor do mundo. PSAs podem ser adotados para exploração de área específica, por tempo determinado, acomodando as especificidades locais e independentemente de a jurisdição adotar um outro regime de exploração central ou nacional. Trata-se, na prática,

de contrato de risco com pagamento em espécie, qual seja, os hidrocarbonetos (Park, 2013). O contrato inclui o Estado, a empresa nacional de energia e a multinacional. O contrato determina quem será o operador, a opção de o Estado participar em joint venture, limites temporais, receita, propriedade dos bens afetos à execução contratual, repartição da produção, cláusula de estabilização e força maior, dentre outras. E, tal qual a concessão (e diferente de mera licença), o PSA dispõe sobre matérias não diretamente afetas à exploração, como, por exemplo, planejamento e proteção ambiental (Park, 2013).

Já os chamados contratos de serviço podem ser puros ou de risco, sendo comumente adotados em países onde a Constituição proíbe controle ou propriedade estrangeira de recursos naturais. Os contratos de serviço com risco, a multinacional é responsável tanto pela busca, exploração e administração dos hidrocarbonetos e possui participação na descoberta e exploração. Nos contratos puramente de serviço, ela apenas responsável pela exploração e comissionamento nos termos do contrato, mas não participa na repartição dos lucros (Park, 2013).

3. DIREITOS DE PROPRIEDADE DE HIDROCARBONETOS E DESCRIÇÃO DOS REGIMES DA CIVIL LAW E DA COMMON LAW

As receitas decorrentes da exploração de petróleo e derivados pertencem, em regra, aos governos ou empresas estatais em todo o mundo, sendo exceções os Estados Unidos da América e Canadá, ambos representantes da *common law tradition* (Tordo, Johnston e Johnston, 2010). Nestes países, há legislação estaduais reconhecendo a propriedade privada do petróleo (Naseem e Naseem, 2014).

Nos Estados Unidos, especificamente, a propriedade dos hidrocarbonetos pode pertencer a um indivíduo, a empresas, a tribos indígenas, a municipalidades, estados ou governo federal (Lowe, 2014). Nos Estados Unidos, cabe ao *Department of the Interior* (DOI) desenvolver programa especificando a extensão,

a duração temporal, e localização das áreas offshore contendo petróleo e gás natural a serem exploradas mediante *leasing*.² Cabe ao DOI salvaguardar que a exploração ocorra de forma segura, protegendo o meio-ambiente (degradando-o minimamente), enquanto garantindo a obtenção de justo valor de mercado.

A política pública do governo federal americano requer exploração ordenada e contemporânea das reservas de petróleo e gás natural. São diretrizes dessa política a proteção do meio-ambiente de forma a garantir a manutenção da competição e pertinentes necessidades nacionais, inclusive o interesse nacional.³

No caso Brasileiro, sob o regime da *Civil Law*, a propriedade do petróleo, gás natural e demais recursos minerais existentes no subsolo é da União, nos termos do art. 20, inciso IX, sendo assegurada aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e órgãos da administração direta, a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração (Brasil, 1988).

A POLÍTICA PÚBLICA DO GOVERNO FEDERAL AMERICANO REQUER EXPLORAÇÃO ORDENADA E CONTEMPORÂNEA DAS RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.

2 A legislação pertinente é denominada The Outer Continental Shelf (OCS) Lands Act.

3 The OCS Lands Act, seção c 1332 (3).

Por causa dessa previsão constitucional, todo o sistema de acesso aos recursos de petróleo e gás natural no Brasil é realizado ao nível federal, conforme o seu artigo 177, incisos I ao IV, com a assinatura de contratos de concessão, de cessão onerosa (Brasil, 2010a) ou de partilha de produção (Brasil, 2010b) com empresas sob a égide das leis brasileiras. Ademais, a realização de leilões e assinatura dos respectivos instrumentos contratuais, em regra, são delegadas ao órgão regulador, descrito no inciso III do § 2º do art. 177 da CF, com regime delineado na Lei n. 9478, de 1997 (Lei do Petróleo) (Brasil, 1997).

Posto esse esquema constitucional e legal, percebe-se de forma translúcida a sistemática de propriedade do petróleo no direito brasileiro, sendo certo que a União é possuidora desse bem e os demais entes podem participar nos lucros de sua exploração, a chamada renda petrolífera. Ademais, a Lei do Petróleo criou a participação dos proprietários da terra, que apesar de não ter o petróleo enquanto bem próprio, pode participar em até 1% da produção (Brasil, 1997).

Dado esse quadro preliminar, o item seguinte concentra-se em descrever e analisar o regime da *common law* e sua tradição nos Estados Unidos da América (EUA).

4. DIÁLOGOS ENTRE AS DUAS TRADIÇÕES E IMPASSES JURÍDICOS – CASOS

4.1 NOTA INTRODUTÓRIA EXPLICANDO OS CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DOS CASOS DAS SEÇÕES SEQUINTE.

Os casos escolhidos para análise comparativa concentram em discutir pontos atinentes aos direitos de propriedade dos hidrocarbonetos e suas respectivas rendas ou participações governamentais, tais como os *royalties*. A metodologia descritivo-analítica pretende apontar as soluções desenvolvidas por dois países de tradições jurídicas radicalmente diferentes quando o tema é direito de propriedade de hidrocarbonetos e seus sucedâneos legais. Vale destacar que tais soluções refletem, também, experiências federativas distintas. Tais

soluções têm de ser cotejadas à luz do diferente papel exercido pelo estado na *common law* estadunidense, na qual o Estado pouco interfere na economia. No modelo de *civil law* adotado pelo Brasil, o Estado é notadamente mais interventor, e espera-se que preste mais serviços públicos direta ou indiretamente.

4.2 ANÁLISE DE CASOS DO BRASIL

O primeiro caso a ser analisado se trata da interrupção da 8ª Rodada de Licitações programada para ocorrer nos dias 28 e 29 de novembro de 2006. O edital da Oitava Rodada de Licitação ofertou 284 blocos em sete bacias sedimentares (Barreirinhas, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Pelotas, Santos, Sergipe-Alagoas e Tucano Sul) (ANP, 2017a).

A suspensão se deu em razão de duas liminares concedidas (ANP, 2017a), respectivamente, pelo Juízo da 9ª Vara Federal do Distrito Federal e pela 3ª Vara da Justiça Federal do Rio de Janeiro (STF, 2007). Discutiu-se a incidência da regra limitadora de ofertas prevista nos itens 4.5 e 4.8 do Edital (STF, 2007), alegando-se afronta ao princípio da isonomia, uma vez que a disposição sobre número máximo de blocos por empresa limitaria participantes do certame. Mais especificamente, tratava-se de ação popular questionando os critérios estabelecidos pela ANP e que, na prática, impediam que a Petrobras participasse do leilão. Efetivamente,

**POR CAUSA
DESSA PREVISÃO
CONSTITUCIONAL,
TODO O SISTEMA
DE ACESSO AOS
RECURSOS DE
PETRÓLEO E GÁS
NATURAL NO BRASIL
É REALIZADO AO
NÍVEL FEDERAL,
CONFORME O SEU
ARTIGO 177, INCISOS
I AO IV**

o CNPE cancelou referida Rodada em janeiro de 2013 por meio da Resolução n. 02 (CNPE, 2012). E a ANP procedeu à devolução das taxas de participação ao final do ano de 2014 (ANP, 2017a).

Ribeiro à época apontou a “inconstitucionalidade da invalidação da Oitava Rodada, vez que não se encontraram supridas, no caso em concreto, as condições necessárias à eventual revogação ou anulação, total ou parcial, do certame licitatório.” (Ribeiro, 2017). Inclusive, em parecer, Ribeiro apregou a retomada integral da rodada de modo a atender os princípios da boa-fé, da segurança jurídica e da confiança legítima dos investidores (Ribeiro, 2009).

Para Ribeiro, as empresas participantes da citada rodada constituíram-se no país, tendo em vista o histórico das rodadas anteriores e investiram vultosas somas de recursos financeiros, o que demonstra o quão são temerosas as decisões tendentes a cancelar ou revogar rodadas iniciadas. Em sua opinião, a continuidade da rodada não contrariava o interesse público, pelo contrário:

O aporte de tecnologia e capital diversificado será feito no interesse de toda a sociedade, e tem havido expressa manifestação da doutrina técnica especializada quanto aos altos riscos financeiros e tecnológicos do horizonte de águas profundas e das particularidades da produção na área do pré-sal, a demandar consideráveis aportes financeiros que dependerão da atração de investidores estrangeiros (Ribeiro, 2009).

De fato, observou-se, ao longo do tempo, que a suspensão da Oitava Rodada de Licitação em 2006, a realização das Nona e Décima Rodadas (ANP, 2017b; 2017c), respectivamente, em 2007 e 2008, com blocos em áreas de nova fronteira e em áreas maduras e, em seguida, a decisão do Governo Federal de criar novas regras para a área do Pré-sal, fragilizou os investimentos em exploração e produção durante um período de quatro anos, momento que foram suspensas as rodadas, retomadas somente em 2013, tanto para o modelo de

concessão, como para a partilha de produção.⁴ No entanto, dados do setor indicam que tais acontecimentos somados à instabilidade econômica do país e às questões ambientais⁵ abalaram os investimentos no segmento *a posteriori*.⁶

Outro caso que teve repercussão foi o referente aos *royalties*; com a edição da Lei n. 12.734/2012, em 15 de março de 2013, o Governador do Estado do Rio de Janeiro ajuizou a ADI (STF, 2013), com pedido de medida cautelar. Foram impugnados, especificamente, os artigos 42-B; 42-C; 48, II; 49, II; 49-A; 49-B; 49-C; 50; 50-A; 50-B; 50-C; 50-D; e 50-E da Lei 9.478/97, todos com a redação dada pela Lei Federal n. 12.734/2012.

Os argumentos aduzidos para o pleito de declaração de inconstitucionalidade se concentram em três pontos. O primeiro se

4 As Resoluções nº 03/2012 e 02/2013 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinaram a 11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural realizada no dia 14 de maio de 2013. Foram ofertados 289 blocos com risco exploratório, localizados em 23 setores de 11 bacias sedimentares brasileiras: Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano. A rodada focalizou áreas em bacias de novas fronteiras tecnológicas ou do conhecimento e em bacias maduras.

5 Dados indicam que Ibama emitiu só 3 licenças para perfurar poços de petróleo em 7 anos. Veja reportagem em: Poder 360. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/economia/ibama-emitiu-so-3-licencas-para-perfurar-pocos-de-petroleo-em-7-anos/>. Acesso em: 6 nov. 2019.

6 De acordo com Petronotícias, número de sondas em operação no Brasil caiu 63% desde 2013. Disponível em: <https://www.petronoticias.com.br/archives/96970>. Acesso em: 6 nov. 2019.



A AUTONOMIA DAS ENTIDADES FEDERADAS É O SINAL FEDERATIVO CONSTITUCIONALMENTE FIXADO. SEM AUTONOMIA NÃO HÁ FEDERAÇÃO (...). O DEBATE LEGISLATIVO (...) PARECE TER TIDO COMO CAUSA A FRAGILIDADE E A NECESSIDADE FINANCEIRA DAS ENTIDADES FEDERADAS, ESTADOS, DISTRITO FEDERAL E MUNICÍPIOS.” (STF, 2013).

refere à quebra do pacto federativo consistente na contrapartida ao regime diferenciado do ICMS incidente sobre o petróleo⁷. O segundo se relaciona à interpretação do art. 20, § 1º da Constituição Federal, que segundo o autor da ação, tem um viés de compensação pelo ônus ambiental e de demanda por serviços públicos gerados pela exploração do recurso natural. E, finalmente, o terceiro argumento gira em torno da absoluta ilegitimidade da aplicação do novo regime às concessões firmadas anteriormente à promulgação da Lei n. 12.734/2012.

A princípio, a Ministra relatora, Carmen Lúcia, decide pelo exame de medida cautelar apontando que, por se tratar de excepcionalidade à apreciação do Plenário do Supremo, o seu voto monocrático visa a controlar os riscos decorrentes do aguardo da decisão do Plenário. A urgência, segundo a Ministra, ocorre em virtude dos pagamentos e cálculos de royalties e demais participações serem mensais, o que significa aplicação imediata da lei sub judice, com prejuízo ao estado produtor, requerente.

Em seguida, a Ministra passa a examinar cada um dos argumentos levantados pelo autor na inicial. Quanto ao princípio federativo a Ministra aduz que “a autonomia das entidades federadas é o sinal federativo constitucionalmente fixado. Sem autonomia não há federação (...). O debate legislativo (...) parece ter tido como causa a fragilidade e a necessidade financeira das entidades federadas, Estados, Distrito Federal e Municípios.” (STF, 2013).

Todavia, entende que o § 1º do art. 20 da CF contém norma de eficácia limitada, sendo que, na legislação superveniente (Lei n. 9.478/97), o Estado e o Município, em cujo território se tenha a exploração de petróleo ou de gás natural ou que seja confrontante com área marítima, são titulares do direito assegurado na regra constitucional.

7 O regime diferenciado do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) abarca a cobrança desse imposto nos Estados de destino dos derivados do petróleo, ou seja, nos Estados consumidores e não na saída da mercadoria, ou seja, os Estados Produtores.

Destarte, no segundo ponto, a Ministra entende pela dicção do § 1º do art. 20 da CF, que os direitos das entidades federadas decorrem de suas condições territoriais e dos ônus que têm que suportar, assim como, a participação no resultado da exploração ajusta-se ao modelo tributário da alínea b, inc. X, § 2º do art. 155 da CF, segundo o qual não incidirá o ICMS sobre as operações que destinem petróleo e derivados, incluindo eletricidade, a outros Estados.

No que diz respeito à aplicação do novo regime aos contratos já firmados, a Ministra Carmen Lúcia (STF, 2013)⁸ nem sequer cogita a possibilidade de incidência das novas regras a atos jurídicos aperfeiçoados nos termos da legislação vigente ao tempo de sua prática, pois os institutos do direito adquirido, do ato jurídico perfeito e da coisa julgada são desdobramentos do princípio da segurança jurídica. Assim, a Ministra frisa:

Como indaguei em outra decisão, se nem certeza do passado o brasileiro pudesse ter, de que poderia ele se sentir seguro no Estado de Direito? Já se disse que o Brasil vive incerteza quanto ao futuro (o que é da vida), mas tem insegurança quanto ao presente (o que precisa ser depurado para que as pessoas vivam o conforto da certeza das coisas, pois certezas das gentes não há), e o que é pior e incomum, também tem por incerto o passado (...) O orçamento aprovado pelas entidades federadas para o ano de 2013 considerou a realidade jurídica de 2012, quando inexistentes ou inaplicáveis as novas regras, pelo que não haveria como assegurar o cumprimento do arcabouço normativo vigente (tais como a Lei de Responsabilidade Fiscal e a Lei Orçamentária) se a aplicação da nova legislação fosse imediata, alargando seus efeitos até mesmo sobre o passado e atingindo, assim, atos jurídicos perfeitos.

A Ministra Carmen Lúcia deferiu a medida cautelar requerida com a finalidade de resguardar os direitos dos cidadãos dos Estados e Municípios que se afirmam atingidos em sua capacidade financeira e políticas, bem como em seus direitos constitucionais. A medida foi ainda mais célere posto o entendimento de que as

8 Veja a íntegra da Decisão em: <http://www.stf.jus.br/arquivo/cms/noticiaNoticiaStf/anexo/adi4917liminar.pdf>. Acesso em: 6 nov. 2019.

datas para cálculos e pagamentos de valores estavam próximas, sendo necessária a suspensão imediata dos efeitos dos artigos 42-B; 42-C; 48, II; 49, II; 49-A; 49-B; 49-C; § 2º do art. 50; 50-A; 50-B; 50-C; 50-D; e 50-E da Lei nº 9.478/97, todos com a redação dada pela Lei sub judice. A Ministra ressalta, ainda, a existência de mais quatro Ações Diretas de Inconstitucionalidade sobre o tema em comento e recomenda o encaminhamento conjunto de todas as ações para análise e decisão do Plenário do STF.

Com os vetos rejeitados pelo Congresso, a norma foi republicada e passou a ser vigente na sua integralidade; entretanto, entende-se que os dispositivos citados pela Ministra estão suspensos até a final decisão de mérito do Plenário do STF.⁹

Analisados os dois casos brasileiros, no tópico seguinte, debruça-se sobre a realidade estadunidense quanto aos direitos de propriedade e seus decorrentes efeitos.

4.3 ANÁLISE DE CASOS DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

O caso *Kell v. Ohio Oil Co*¹⁰ mostra precisamente a regra de captura. Ilustra, também, seu corolário de não interferência com exploração de petróleo em propriedades adjacentes conquanto que não haja nenhum utensílio físico invadindo propriedade de outrem.¹¹ Nessa decisão de 1897, a Suprema Corte do estado de Ohio enuncia ser inerente à natureza do petróleo, e., seu estado líquido, poder ser capturado em diferentes processos. Por ser fluido, argumenta a Corte, enquanto o minério estiver no solo, ele pertence ao proprietário da parcela de terra em que se encontra; e, ao mover-se, pertencerá ao proprietário

9 O processo encontra-se concluso à Relatoria desde novembro de 2016. Veja Andamento processual em: <http://www.stf.jus.br/portal/processo/verProcessoAndamento.asp?numero=4917&classe=ADI&origem=AP&recurso=0&tipoJulgamento=M>. Acesso em: 29 out. 2019.

10 *Kelly v. Ohio Oil Co.*, 49 N.E. 399 (Ohio 1897)

11 *Alphonso E. Bell Corp. v. Bell View Oil Syndicate*, 76 P. 2d 167 (Cal. App. 1938), como citado em John S. Lowe, Owen L. Anderson, Ernest E. Smith e David E. Pierce, *Cases and Materials on Oil and Gas Law*, Thomson West (2008), p. 30. Os professores enfatizam que a regra de captura não é aplicável a casos nos quais ponto mais baixo do poço de petróleo chega a fisicamente cruzar propriedade de outrem. Nesses casos de invasão, o produto pertencera ao proprietário do solo invadido, não ao invasor.

que detiver o direito de propriedade de onde o petróleo se encontrar. No mesmo famoso acórdão, a Corte determina não caber ao Judiciário (nem a vizinhos adjacentes) controlar ou supervisionar a exploração de petróleo que ocorra na superfície do solo, independentemente de haver malícia ou fraude por parte do vizinho. Desse modo, com a objetividade característica da *common law*, a Corte claramente limita a análise da regra de captura a critérios bastante objetivos, quais sejam, a constatação de intrusão física ao solo cuja propriedade pertence a outrem.

Cabe consignar que a regra da captura é aplicável tão-somente a petróleo e gás que não tenham sido captados. Afinal, como o próprio nome da regra denota, uma vez que os hidrocarbonetos tenham sido trazidos à superfície, não mais possuiriam direito de natureza real, mas sim pessoal. Nessa trilha, uma vez que o direito seja pessoal, a regra de captura não mais regerá a matéria.¹²

Dentre os incentivos estabelecidos por essa regra são comumente entendidos a clareza da própria lei, o que é particularmente importante no caso de petróleo, tendo em vista sua natureza de óleo e origem de difícil de comprovação. E, como em qualquer ramo do direito, a clareza de regras tende a mitigar

**CONSTRUA O SEU
PRÓPRIO POÇO
AGORA – OU ALGUÉM
O FARÁ E LEVARÁ
A SUA RESERVA
POTENCIAL.**

¹² *Champlin Exploration, Inc. v. Western Bridge & Steel Co.*, 108 P. 2d 1215 (Sup. Ct. of Ok, 1979).

litígios e facilitar acordos.¹³ Outros incentivos decorrentes são provenientes da chamada corrida ao topo, pois o proprietário de terreno explorará a reserva natural o mais rápido possível ao invés de permanecer inerte. No jargão, diz-se: construa o seu próprio poço agora – ou alguém o fará e levará a sua reserva potencial. Nessa linha de princípio, a necessidade de urgência na exploração fomentaria o desenvolvimento de tecnologia (e inovação correlata) para viabilizar a exploração da forma mais rápida possível.

Vale destacar que a regra de captura está elencada dentre as doutrinas do direito consuetudinário. Nessa direção, a proibição de invasão física impõe a limitação do direito do proprietário quando este utilizá-la de forma a interferir com o direito de propriedade de outrem. Do mesmo modo, a proibição de transtorno ou incômodo (a chamada “*nuisance*” em inglês, a qual inclui cheiro). Em decisão famosa da Suprema Corte de Indiana, os juízes proibiram uma companhia de petróleo de utilizar explosivos para maximizar produção de gás natural em seu poço, quando tal maximização arriscava explodir residência de morador localizada nas redondezas.¹⁴ A Corte, especificamente, refere-se a limitações da “*common law*” para manter medida liminar proibindo o uso de nitroglicerina, o que traria risco de morte ao proprietário autor da ação que residia próximo ao poço cuja ampliação da produção era almejada pela companhia ré/apelante. A Corte averba, ainda, não ser a vida humana passível de compensação por danos.¹⁵

Modernamente, tem existido crescente movimento doutrinário visando à limitação do caráter absoluto da regra de captura. Os chamados direitos correlatos impõem, dessa forma, limites ao direito de exploração do proprietário, enunciando que todos os proprietários de um reservatório têm deveres correlatos de proteger o bem comum do mesmo. Assim, direitos correlatos impõe obrigações recíprocas de preservar o interesse da comunidade onde o reservatório

13 Nessa direção, por exemplo: Robert Cooter e Thomas Ulen, *Law and Economics*, Pearson Education: Boston (2008), p. 93.

14 *People’s Gas Co. v. Tyner*, 31 N.E. 59 (Ind. 1892). Em passagem famosa, gás natural e petróleo são comparados a animais selvagens no que toca à natureza furtiva, vale dizer, sua localização em uma determinada propriedade não é precisa.

15 *People’s Gas Co. v. Tyner*, 31 N.E. 59 (Ind. 1892).

é situado.

No que tange ao estudo dos chamados *royalties* do petróleo e gás natural, analisa-se a definição do instituto no direito estadunidense. Em nota preliminar, esclarecemos que, mesmo em Português, usamos a palavra estrangeira “*royalty*,” cuja denominação advém do sistema feudal inglês.¹⁶ Estudam-se os contratos em que *royalty* se refere ao pagamento de percentual fixo da produção ao proprietário do solo e sem incidência dos custos de produção. Trata-se, deste modo, de percentual bruto.

O pagamento de *royalties* ao proprietário do solo é defendido com fundamentação na incerteza de sua existência, qualidade e quantidade.¹⁷ Comumente, devido a distinções de natureza física entre petróleo e gás, os contratos contêm cláusulas separadas para cada hidrocarboneto.¹⁸

A presente análise de *royalties* do petróleo nos Estados Unidos tem como base o caso *Piney Woods Country Life School v. Shell Oil Co.*,¹⁹ o qual versa sobre disputa a respeito da definição de valor de mercado dos *royalties* oriundos de produção de gás com sulfato. A Shell interpretava que valor de mercado seria aquele já deduzido das despesas de produção, pois estas incluiriam alienação a terceiros, e remoção do sulfato, embora ambos os contratos determinassem que a passagem do título de propriedade do gás ocorreria na extração no campo, quando o gás ainda possuiria sulfato. A Corte assevera que, na tradição da *common law*, a interpretação de cláusulas contratuais em contratos de “*leasing*” mineral é a favor do “*lessor*” (isto é, do proprietário do solo). A decisão averba, também, que o proprietário não tem ciência dos contratos do operador com terceiros. A Corte conclui que não se pode esperar que o Judiciário intervenha

16 Confirmam-se: John S. Lowe, Owen L. Anderson, Ernest E. Smith e David E. Pierce, *Cases and Materials on Oil and Gas Law*, p. 432. Royalty era utilizado para distinguir os direitos concedidos àqueles que trabalhavam na exploração de minas e pedreiras da parcela da produção reservada à Coroa.

17 *Idem*, p. 433.

18 *Idem*.

19 *Piney Woods Country Life School v. Shell Oil Co.*, 726 F. 2d 225 (Fifth Cir. Miss. 1984).

em contrato celebrado por produtores experientes da indústria do petróleo para salvaguardá-los de flutuações do preço internacional dessa *commodity*. Nesse diapasão, e considerando as legítimas expectativas contratuais, a Corte decide por reformar em parte a decisão de primeiro grau para julgar procedente pedido do proprietário contra a operadora Shell.

5. LIÇÕES PARA A CIVIL LAW E COERÊNCIA HISTÓRICO-INSTITUCIONAL

A comparação de casos entre Brasil e Estados Unidos ilustra o contraste existente entre diferentes matrizes do direito. Ilustra, também, concepções diferentes sobre o papel do Estado bem como opções de alocações de risco distintas. No Brasil, dado o papel ativo do Estado, há preponderância eminentemente pública na organização e no desenvolvimento do setor energético-petrolífero, com atuação direta de agência reguladora (ANP) e, muitas vezes, de empresa estatal.

Nessa linha de princípio, vide, por exemplo, a participação preponderante na exploração de petróleo e gás por parte da Petrobras, cuja natureza jurídica é de pessoa jurídica de direito privado, embora tal empresa estatal também se encontre submetida ao regime público por ser sociedade de economia mista. Já nos Estados Unidos, como os casos reforçam, o Estado não atua diretamente na exploração do petróleo e gás. Assim, cumpre aos particulares fazê-lo. Entende-se, também por isso, que as regras da *common law* vigente nos EUA objetivam priorizar a concorrência e imediata utilização de recursos naturais naquele país.

Vale destacar serem os regimes jurídicos de propriedade dos recursos naturais consequência direta das distintas tradições jurídicas dos países. Passamos agora a analisar alguns pontos pertinentes a tal titularidade.

No Brasil, a Lei do Petróleo e o contrato de concessão são claros sobre a propriedade do Governo Federal dos reservatórios existentes no território nacional, incluindo a área terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva. O concessionário assume todos os riscos e custos das operações de petróleo e sua propriedade sobre o petróleo extraído começa no Ponto de Medição da Produção. O concessionário deve pagar os encargos fiscais e participações legais ou contratuais a partir desse ponto. Esse processo diminui os custos de transação porque a propriedade do petróleo já está definida.

O controle das atividades de exploração e produção pertence ao concessionário, a seu exclusivo critério. Esse fato se alinha com a legislação brasileira, o Programa Exploratório Mínimo, o Plano de Desenvolvimento e as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. Há um *trade-off* entre a propriedade dos reservatórios pelo governo e o controle operacional do concessionário sobre os respectivos reservatórios. Cabe à ANP supervisionar as operações dos concessionários.

Ocorreram licitações anuais entre 1999 e 2008, com exceção da Oitava Rodada de Licitações, em novembro de 2006, que foi suspensa por duas liminares, conforme já explanado. Entre 2008 e 2013, em virtude de discussões de novo modelo regulatório para o Pré-sal, não foram realizadas rodadas. Após, em 2013, ocorreram

NO BRASIL, A LEI DO PETRÓLEO E O CONTRATO DE CONCESSÃO SÃO CLAROS SOBRE A PROPRIEDADE DO GOVERNO FEDERAL DOS RESERVATÓRIOS EXISTENTES NO TERRITÓRIO NACIONAL, INCLUINDO A ÁREA TERRESTRE, O MAR TERRITORIAL, A PLATAFORMA CONTINENTAL E A ZONA ECONÔMICA EXCLUSIVA.

a 11^a e a 12^a rodadas sob o sistema de concessão. A primeira Rodada de áreas do Pré-sal pelo Regime de Partilha, na denominada área de Libra, ocorreu em 2013. E, em 2015, a ANP realizou a 13^a rodada de licitações.

Ainda, o contrato de concessão e de partilha têm muitas disposições que criam um relacionamento contínuo entre a ANP e o concessionário, o que resulta no papel de inspeção da ANP. O consórcio deve fornecer uma quantidade significativa de informações sobre suas operações em razão das atividades de regulação da ANP. Este processo envolve transações com maiores custos para o concessionário, no entanto, é uma imposição do contrato de concessão, bem como é necessário para as atividades de regulação. Além disso, a presença dessas cláusulas de frequência do relacionamento entre o concessionário e o regulador permite o melhor entendimento do processo de tomada de decisão da ANP.

Ainda, com a retomada desses procedimentos licitatórios em 2017, o princípio da eficiência administrativa vem sendo cumprido pela ANP. A eficiência administrativa, enquanto princípio explícito, impõe à administração pública uma reflexão profunda e não estática no que toca ao uso de suas prerrogativas (Gabardo, 2002). Impõe, ainda, que a conduta da administração pública tenha como parâmetro o ótimo, considerando conceitos correlatos de eficácia, efetividade, racionalização, produtividade, economicidade, celeridade (Gabardo, 2002). Nessa linha, a ANP realizou a 14^a Rodadas de Licitações a em 2017; a 15^a Rodada, em 2018; e a 16^a Rodada, no terceiro trimestre de 2019, todas sob o regime de concessão (ANP, 2017d). No dia 06 de novembro de 2019 foi realizada a Rodada do Excedente da Cessão Onerosa (ANP, 2019).²⁰ Também, a agência realizou licitações no Pré-sal, sob o contrato de partilha, como a 6^o Rodada, no dia 07 de novembro de 2019. E, possui agenda com planejamento de rodadas para os anos vindouros (ANP, 2019).

Diferentemente do modelo estadunidense, a experiência brasileira denota uma substancial presença e intervenção do Estado, conforme supramencionado.

20 Veja detalhes no site da ANP: <http://www.anp.gov.br/noticias/5468-anp-realiza-rodada-de-licitacoes-do-excedente-da-cessao-onerosa>. Acesso: 06 nov. 2019.



NO DIA 06 DE NOVEMBRO DE 2019 FOI REALIZADA A RODADA DO EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA (ANP, 2019). TAMBÉM, A AGÊNCIA REALIZOU LICITAÇÕES NO PRÉ-SAL, SOB O CONTRATO DE PARTILHA, COMO A 6º RODADA, NO DIA 07 DE NOVEMBRO DE 2019. E POSSUI AGENDA COM PLANEJAMENTO DE RODADAS PARA OS ANOS VINDOUROS (ANP, 2019)

O modelo constitucional brasileiro é, notadamente, intervencionista (Grau, 2004).²¹ aprimorada para que não afugente investimentos estrangeiros, particularmente.

Existem custosas consequências para o prevaecimento de políticas públicas baseadas em conteúdo político-ideológico, ao qual foi conferida prevalência sobre o próprio texto constitucional e legislação correlata. O ocorrido na Oitava Rodada de Licitação e a própria Lei 12.734/2012 (visando à alteração de *royalties* com efeitos pretéritos) demonstram que a segurança jurídica e o próprio pacto federativo têm sido desconsiderados pela Administração Pública brasileira. E, fatores agravantes dessa conduta pública são o curto espaço de tempo e o fato de serem dois exemplos de impacto para os atores envolvidos no setor petrolífero, especificamente.

Ao contrastarmos a experiência brasileira exposta acima com o modelo vigente nos Estados Unidos, há algumas diferenças que merecem ênfase. A experiência estadunidense é marcada por atuação mínima do estado e regras vigentes a longo prazo. Não se fala em licitações públicas (e, mais grave, surpresas durante as mesmas), sendo o investimento feito, significativamente, por agentes particulares. Cada unidade federada escolhe qual será sua regra, conforme características e recursos naturais nela presentes e de acordo com o definido e votado em assembleia estadual.

Logicamente tais distinções remetem às diferentes experiências institucionais e históricas – notadamente, diferentes colonizações. Assim, concepções diversas do papel do Estado existem nos Estados Unidos e no Brasil. Desse modo, não argumentamos (o que somente poderia ser feito por *lege ferenda*) que o petróleo deveria ser regulamentado no âmbito estadual no Brasil. No entanto, defendemos que as regras postas no ordenamento jurídico brasileiro precisam ser respeitadas e cumpridas, sob pena de não haver interesse do capital estrangeiro em investir aqui. Tal falta de investimentos acarreta espiral de efeitos negativos,

21 Não à toa Eros Grau enfatizou que os artigos 1o, 3o, e 170 da Constituição de 1988 refletem o modelo brasileiro como sendo de Estado de bem-estar intervencionista: GRAU, Eros Roberto, *A Ordem Econômica na Constituição de 1988*, Malheiros: São Paulo (2004), p. 35-36.

que vão além das consequências econômicas. O país deixa de ser celeiro de desenvolvimento tecnológico – do qual a Petrobras era exemplo, pois a empresa é pioneira em prospecção de petróleo em águas profundas.²²

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O regime brasileiro de propriedade de petróleo distancia-se do modelo estadunidense: o primeiro é público e o segundo é predominante privado. Tal particularidade permite efeitos díspares em termos de desenvolvimento da cadeia de valor do petróleo e do gás, refletindo de forma crucial na apropriação da renda decorrente de sua exploração comercial, nos investimentos e na reposição das reservas exploradas.

Percebeu-se, a partir da descrição e análises dos casos escolhidos, que nos Estados Unidos existem uma coerência e uma consistência das regras ao longo do tempo, dentro do sistema da *common law*, que permite uma segurança jurídica e o atendimento do interesse de continuidade das atividades da indústria de petróleo e gás. Por outro lado, o Brasil, dentro do regime da *civil law*, possui clara definição dos direitos de propriedade, mas com interferência política que, na prática, gera insegurança jurídica.

**CADA UNIDADE
FEDERADA ESCOLHE
QUAL SERÁ SUA
REGRA, CONFORME
CARACTERÍSTICAS
E RECURSOS
NATURAIS NELA
PRESENTES E DE
ACORDO COM O
DEFINIDO E VOTADO
EM ASSEMBLEIA
ESTADUAL.**

22 Aliás, foi a partir da Petrobras que tal exploração foi desenvolvida no Brasil, dado que a iniciativa privada não possuía recursos e/ou não foi capaz de encontrar tal petróleo.

Nesse sentido, ao analisarmos o arcabouço jurídico do Brasil e Estados Unidos, concluímos haver neste a concepção eminentemente privada dos direitos de propriedade. Constatamos, haver, em regra, nos Estados Unidos a não intervenção estatal no domínio econômico, com leis concebidas de forma a fomentar a competição e imediata exploração de petróleo e gás. Já no Brasil, as rodadas da ANP (e sucessivas decisões liminares delas decorrente) demonstram a interferência estatal no domínio econômico, e, mais especificamente, como tal intervenção tem maculado os princípios regentes do estado democrático de direito no Brasil. O conseqüente e significativo impacto desta violação, qual seja, a percepção comum a agentes privados, e particularmente, investidores estrangeiros, de que a regra é a incerteza, contribui para um ambiente em que a desconfiança e a não segurança jurídica são propagadas.

As lições a serem aprendidas pelo Brasil decorrem, sobretudo, do modelo constante de exploração e produção estadunidense, que permite o desenvolvimento do setor nesse país, gerando riqueza ao longo do tempo. O regime de propriedade brasileiro com a concentração na União é uma escolha democrática que precisa ser sopesada constantemente pela sociedade, ao exigir uma atuação uniforme, coerente e consistente do Poder Público em prol da continuidade da indústria brasileira de petróleo e gás.

O artigo, longe de esgotar a temática, lança um olhar comparativo com o intuito de promover o debate e a discussão para o modelo brasileiro e a importância do papel do Estado, enquanto empresário, planejador de todo um setor, promotor de políticas públicas, regulador, fiscalizador e beneficiário.

AGRADECIMENTOS

A Professora Hirdan Katarina de Medeiros Costa agradece o apoio da Shell Brasil, e da FAPESP através do Centro de Pesquisa para Inovação do Gás – *Research Center of Gas Innovation – RCGI* (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4), organizado pela Universidade de São Paulo, e a importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D.

REFERÊNCIAS

Alphonso E. Bell Corp. v. Bell View Oil Syndicate, 76 P. 2d 167 (Cal. App. 1938).

ANP. Rodadas. 2019. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/> Acesso em: 6 nov. 2019.

ANP. 2017a. Oitava Rodada Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/concessao-de-blocos-exploratorios-1/8-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 6 nov. 2019.

ANP. 2017b. Nona Rodada Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/concessao-de-blocos-exploratorios-1/9-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 6 nov. 2019.

ANP. 2017c. Décima Rodada. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/concessao-de-blocos-exploratorios-1/10-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 6 nov. 2019.

ANP. 2017d. Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Oportunidades-no-Setor-de-Petroleo-e-Gas-Natural-no-Brasil_v3.pdf >. Acesso em: 6 nov. 2019.

BRASIL. *Constituição Federal*. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 6 nov. 2019.

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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm. Acesso em: 6 nov. 2019.

/ BIBLIOGRAFIA

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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm. Acesso em: 6 nov. 2019.

BRASIL. *Lei Federal 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. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm. Acesso em: 6 nov. 2019.

CNPE. 2012. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139161/Resolucao_CNPE_02_2012.pdf/452dfc6e-7a7a-4c7c-8327-d57f9e9add5e. Acesso em: 6 nov. 2019.

CHAMPLIN EXPLORATION, INC. V. WESTERN BRIDGE & STEEL CO., 108 P. 2d 1215 (Sup. Ct. of Ok, 1979).

COSTA, H. K. M.; ARLOTA, C. *Civil Law versus Common Law: direitos de propriedade na indústria do petróleo*. Revista do Direito da Energia, v. 14, p. 211-254, 2017.

GABARDO, Emerson. *Princípio Constitucional da Eficiência Administrativa, Dialética*: São Paulo (2002).

GRAU, Eros. *A Ordem Econômica na Constituição de 1988*. Malheiros: São Paulo. 2004.

/ BIBLIOGRAFIA

ELLIFF V. TEXON DRILLING CORPORATION, 210 S. W. 2d (Suprema Corte do Texas, em decisão de 03.03.1948).

KRAMER, Bruce M. e Owen L. Anderson, “The Rule of Capture: An Oil and Gas Perspective,” *Environmental Law*, n. 35 (2005).

JORNAL O GLOBO. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/anp-suspende-8-rodada-de-licitacoes-de-areas-de-petroleo-4545006#ixzz4mvhuf8aG>. Acesso em: 6 nov. 2019

KELLY V. OHIO OIL CO., 49 N.E. 399 (Ohio 1897).

LOWE, John S., Owen L. Anderson, Ernest E. Smith e David E. Pierce, *Cases and Materials on Oil and Gas Law*, Thomson West (2008).

People’s Gas Co. v. Tyner, 31 N.E. 59 (Ind. 1892).

LOWE, John. *Oil and Gas in a Nutshell*, West Academic: St. Paul (2014).

Piney Woods Country Life School v. Shell Oil Co., 726 F. 2d 225 (Fifth Cir. Miss. 1984).

NADER, Paulo. *Introdução ao Estudo do Direito*. 38ª Ed. Rio de Janeiro: Forense, 2016.

NASEEM Mohad; NASEEM Saman, “World Petroleum Regimes,” em *Research Handbook on International Energy Law*, coordenado por Kim Talus, Edward Elgar Publishing, Inc.: Massachusetts (2014), p.149.

PIRES, Paulo Valois. *A evolução do monopólio estatal do petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000.

/ BIBLIOGRAFIA

SCHREIBER, Anderson. *A proibição de comportamento contraditório tutela da confiança e venire contra factum proprium*, Editora Renovar: Rio de Janeiro (2007).

REIMANN, Mathias, “The Progress and Failure of Comparative Law in the Second Half of the Twentieth Century,” *American Journal of Comparative Law*, Vol. 50 (2002), p. 674-684, especificamente.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Petróleo e Gás Natural no Brasil e o Direito dos Investimentos*. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/bc/article/viewFile/67229/64823>. 6 nov. 2019.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Parecer sobre a Oitava Rodada de Licitações. *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. (Organizadora: Marilda Rosado de Sá Ribeiro). Rio de Janeiro: Renovar, 2009.

SCIALOJA, Vittorio, apud NADER, Paulo. *Introdução ao Estudo do Direito*. 38ª Ed. Rio de Janeiro: Forense, 2016

SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL (STF). 2013. Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) 4971. Disponível em: <http://www.stf.jus.br/portal/cms/verNoticiaDetalhe.asp?idConteudo=233758>. Acesso em: 6 nov. 2019.

_____, 2013. Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) 4971. Disponível em: <http://www.stf.jus.br/portal/cms/verNoticiaDetalhe.asp?idConteudo=233758>. Acesso em: 6 nov. 2019.

/ BIBLIOGRAFIA

_____ 2007. SL nº 176- DF, Relatora: Min. Ellen Gracie, publicado no DJU de 03/08/2007 Disponível em: <https://stf.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/19139399/ext-suspensao-liminar-sl-176-df-stf#!>. Acesso em: 6 nov. 2019.

TORDO Silvana; JOHNSTON David; JOHNSTON, Daniel, “Petroleum Exploration and Production Rights; Strategies and Design Issues,” em *Oil, Gas and Mining Policy Division*, The World Bank Publication (2010). Disponível eletronicamente: <http://documents.worldbank.org/curated/en/785881468336848695/Petroleum-exploration-and-production-rights-allocation-strategies-and-design-issues>. Acesso em: 6 nov. 2019.

THE OUTER CONTINENTAL SHELF (OCS) LANDS ACT. Disponível em: <https://www.boem.gov/Outer-Continental-Shelf-Lands-Act/>. Acesso em: 6 nov. 2019.

/ ARTICLE

DIFFUSION MODELS FOR ENERGY STUDIES

Thiago Luis Felipe Brito



ABSTRACT

The objective of this article is to discuss the applicability of diffusion models in energy studies. Diffusion of innovations is a 60-year old theory that seeks to understand how new ideas, products, and information spread among social groups throughout time and which communication channels they use. We present a vast literature review of studies that sought how to unlock the widespread of renewable and cleaner energy and describe the Bass Model, in general words, which is one of the most influential models for products and technologies diffusion. We conclude by reinforcing that the crescent availability of data and new computational resources can bring us new insights on how to promote alternative sources of energy and open a fruitful path for energy transition research.

KEYWORDS

DIFFUSION MODELS; INNOVATIONS; TECHNOLOGIES; ENERGY.

1. OVERVIEW

The current energy transition trend that challenges our society, motivated by environmental and climate change concerns, makes us wonder how we can accelerate the adoption of renewable and cleaner energy technologies. The objective of this brief article is to discuss the applicability of diffusion models in energy studies. Diffusion of Innovations theory has already permeated a wide range of knowledge areas, and over its 60 years of development, it has brought us insightful comprehension about individual's and communities' behavior on the spread of new information, products, and ideas.

The first concise work about the diffusion of innovations was published by Everett Rogers in 1962, who also founded the basis for the diffusion paradigm. By that time, Rogers was interested in understanding why some American farmers were adopting more resilient and productive seeds, while others avoided it. He observed that, despite the initial resistance by certain members of the group, over time, the more farmers who adopted the new seed, the more inclined to utilize them others would be. The cumulative number of adopters could then be represented by an S-curve, while the timing of adoption could bring some understanding of each individual's characteristics (Figure 1).

FIGURE 1
EXAMPLE OF AN INNOVATION
S CURVE WITH ADOPTERS'
CATEGORIES SHARE

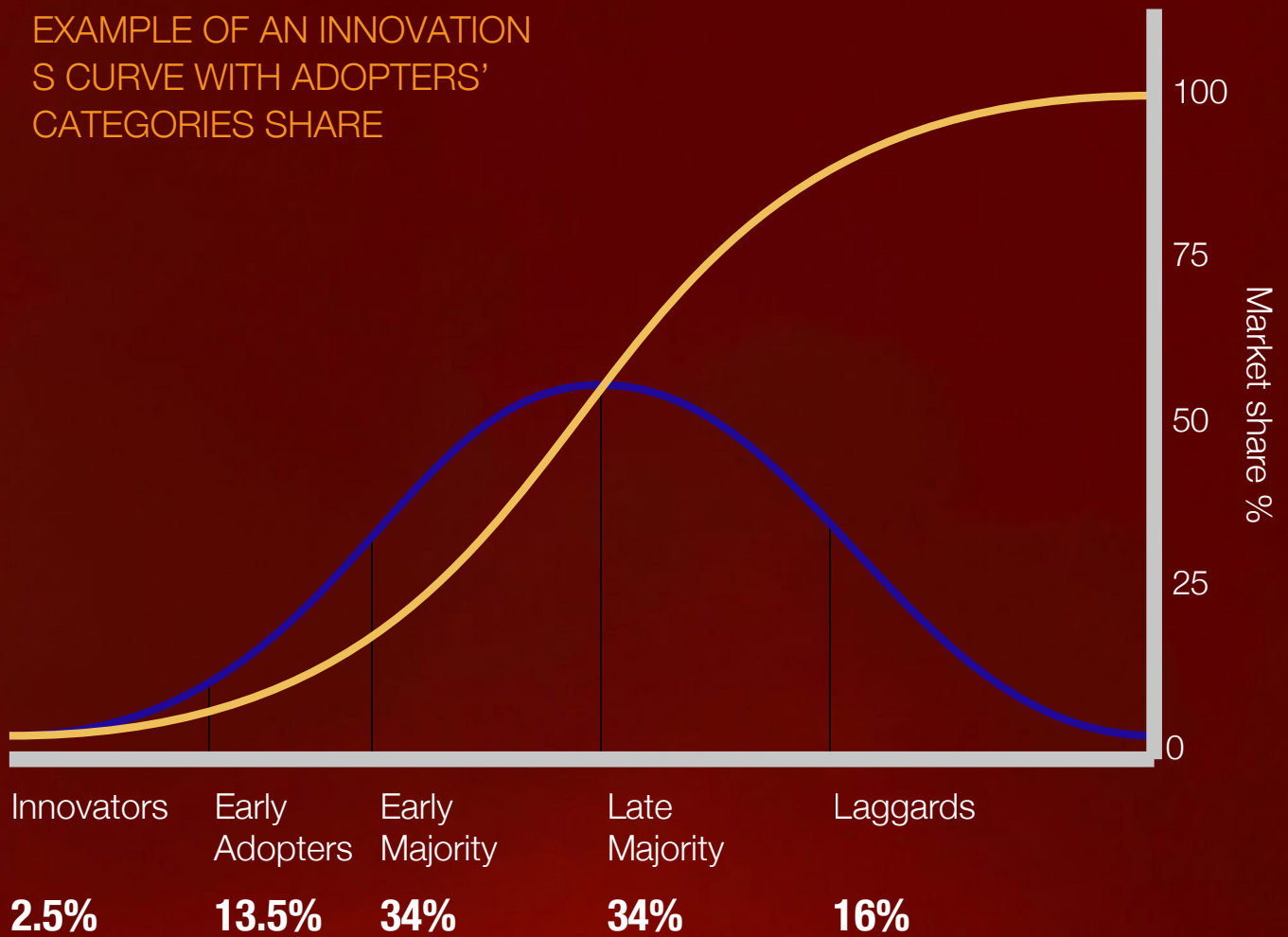


Imagem: Pixabay

The S-curve and the adopters' categories are a graphical visualization of the established diffusion paradigm, defined as the "process in which an innovation is communicated through certain channels over time among the members of a social system" Rogers' (2003, p. 5). Hence, it is a particular type of communication because it seeks to exchange messages about new ideas, which can spread spontaneously or in a planned manner.

In this discussion, we assume the individual consumer's perspective on the diffusion of innovations. This view considers that costs, compatibility issues, complexity, and other product characteristics are risks to be assessed, but change agents, such as governments and companies, can push or discourage new technologies. This framework was formally described and modeled by marketing and management studies.

The Bass Model (Bass, 1969), as it became known, has served to understand the diffusion of a variety of products, such as consumer goods, such as electronics and house appliances; farming techniques; drug consumption, information and communications technologies (Rogers, 2003). It also served as a basis for more elaborate and complex models, which included marketing variables, such as price, awareness, and incentives and multiple technological generations (Meade and Islam, 2006).

This last variation is especially peculiar when dealing with an energy transition scenario, where we can find technologies that are in different development and commercial application stages. Danaher et al. (2001) argue that this approach is plausible and historically accurate, with plenty of examples, such as in marine power, where steam engines replaced ship's sail, and then substituted by internal combustion engines. Also, as pointed out by Islam and Meade (1997), successive generations are less radical but can bring significant performance improvements. In this context, later adopters may prefer to purchase a more modern version of a product, without buying the earlier product, while early adopters will subsequently upgrade.

2. DIFFUSION OF ENERGY TECHNOLOGIES

The literature on the spread of renewable energy technologies (RET) and alternative fuel vehicles (AFV) has been fruitful over the last years. However, few have investigated the latter's relationship with government incentives and taken into account the interaction of successive generations of technologies.

Single generation diffusion models have been used to study solar PV systems (Peter, 2002), fuel cell cars (Collantes, 2007), wind energy (Rao and Kishore, 2010), electric cars (Wansart and Schnieder, 2010), and natural gas vehicles (Zhu et al., 2015). In the context of RET, Guidolin and Guseo (2016) employed a model to incorporate competition and regime change to investigate the substitution of fossil and nuclear energy in Germany. (Meade and Islam, 2015) developed a model to study the diffusion of wind, solar, and bioenergy in Europe.

Governmental policy is regarded as essential for the successful diffusion of vehicle technologies, regardless of a country's development level. In the case of AFVs, Jeon (2010) modeled successive technologies for the hybrid, plug-in hybrid, and electric vehicles in the United States to capture the impacts of vehicle and gasoline price. The study projected that these technologies could achieve 8 million sales annually by 2030. Egbue and Long (2012) find that the use of tax credits to subsidize the cost of EVs increases consumer confidence. Benvenuti et al. (2016) suggest that tax reductions are more effective when given to manufacturers than directly to car owners.

However, policy can also cause drawbacks to the diffusion of new technologies. Freitas et al. (2012) indicated that Kyoto Protocol mechanisms incentivized the increase of energy generation from renewables rather than promoted efficient and sustainable energy usage in BRICS countries (Brazil, Russia, India, China, and South Africa). Aguirre and Ibikunle (2014) suggest that some public policies fail to promote renewable technologies in BRICS countries because environmental concerns drive them, but the commitment to RET decreases under energy supply constraints.

Finally, we argue that new studies should incorporate the different techniques provided by the diffusion of innovations framework to increase our knowledge on the variables that might impact renewable and cleaner energy. A recent study by Brito et al. (2019) has investigated the evolution of successive generations of vehicle technologies (gasoline, ethanol, and flex-fuel), and how tax incentives have affected their diffusion. The authors applied a multi-technology diffusion model that incorporated the marketing effects, social learning, and cultural impacts.

3. IMPLICATIONS FOR FUTURE STUDIES

This article sought to provide a general overview of the insights that diffusion models can provide for energy studies. Besides the Bass model, a wide range of different approaches can be used to study the diffusion of innovations, such as the epidemic models, which are similar to the ones used to study the spread of contagion diseases. With the crescent availability of big data and the application of computer models, we can improve our comprehension of how better promote renewable and clean energy technologies.

THIS STUDY PROVIDES VALUABLE INSIGHTS INTO PREFERENCES AND PERCEPTIONS OF TECHNOLOGY ENTHUSIASTS; INDIVIDUALS HIGHLY CONNECTED TO TECHNOLOGY DEVELOPMENT AND BETTER EQUIPPED TO SORT OUT THE MANY DIFFERENCES BETWEEN EVS AND CVS

REFERENCES

Aguirre, M., Ibikunle, G., 2014. Determinants of renewable energy growth : A global sample analysis. *Energy Policy* 69, 374–384. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.02.036>

Bass, F., 1969. A New Product Growth for Model Consumer Durables. *Manage. Sci.* 15, 215–227. <https://doi.org/10.1287/mnsc.15.5.215>

Benvenuti, L.M.M., Ribeiro, A.B., Forcellini, F.A., Maldonado, M.U., 2016. The Effectiveness of Tax Incentive Policies in the Diffusion of Electric and Hybrid Cars in Brazil, in: 41º Congresso Latinoamericano de Dinamica de Sistemas. São Paulo.

Brito, T.L.F., Islam, T., Stettler, M., Mouette, D., Meade, N., Moutinho dos Santos, E., 2019. Transitions between technological generations of alternative fuel vehicles in Brazil. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110915>

Cao, X., Mokhtarian, P.L., 2004. The Future Demand for Alternative Fuel Passenger Vehicles: A Diffusion of Innovation Approach. The California Department of Transportation, Sacramento.

Collantes, G.O., 2007. Incorporating stakeholders ' perspectives into models of new technology diffusion : The case of fuel-cell vehicles 74, 267–280. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2006.02.001>

Danaher, P.J., Hardie, B.G.S., Putsis, W.P., 2001. Marketing-Mix Variables and the Diffusion of Successive Generations of a Technological Innovation. *J. Mark. Res.* 38, 501–514. <https://doi.org/10.1509/jmkr.38.4.501.18907>

/ BIBLIOGRAFIA

Egbue, O., Long, S., 2012. Barriers to widespread adoption of electric vehicles: An analysis of consumer attitudes and perceptions. *Energy Policy* 48, 717–729. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.009>

Freitas, I.M.B., Dantas, E., Iizuka, M., 2012. The Kyoto mechanisms and the diffusion of renewable energy technologies in the BRICS. *Energy Policy* 42, 118–128. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.055>

Guidolin, M., Guseo, R., 2016. The German energy transition : Modeling competition and substitution between nuclear power and Renewable Energy Technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 60, 1498–1504. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.022>

Islam, T., Meade, N., 1997. The Diffusion of Successive Generations of a Technology: A More General Model. *Technol. Forecast. Soc. Change* 56, 49–60.

Jeon, S.Y., 2010. Hybrid & Electric vehicle technology and its market feasibility. Massachusetts Institute of Technology.

Meade, N., Islam, T., 2015. Modelling European usage of renewable energy technologies for electricity generation. *Technol. Forecast. Soc. Change* 90, 497–509. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2014.03.007>

Meade, N., Islam, T., 2006. Modelling and forecasting the diffusion of innovation – A 25-year review. *Int. J. Fore* 22, 519–545. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2006.01.005>

/ BIBLIOGRAFIA

Peter, R., 2002. Conceptual model for marketing solar based technology to developing countries. *Renew. Energy* 25, 511–524.

Rao, K.U., Kishore, V.V.N., 2010. A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 1070–1078. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.007>

Rogers, E.M., 2003. *Diffusion of Innovations*, 5th ed. Free Press, New York.

Wansart, J., Schnieder, E., 2010. Modeling market development of electric vehicles. 2010 IEEE Int. Syst. Conf. 371–376.
<https://doi.org/10.1109/SYSTEMS.2010.5482453>

Zhu, Y., Tokimatsu, K., Matsumoto, M., 2015. A Diffusion model for Natural Gas Vehicle : A case study in Japan. *Energy Procedia* 75, 2987–2992.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.607>

COMPETÊNCIA DOS AGENTES PÚBLICOS NO UPSTREAM BRASILEIRO¹

Nathalia Weber
Hirdan Katarina de Medeiros Costa



¹ Essa versão foi publicada originalmente no Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (2018). As autoras realizaram revisões e ajustes.

RESUMO

O trabalho tem como objetivo analisar a transição de competências entre os agentes públicos ligados à regulação do setor de E&P de petróleo e gás brasileiro e suas relações a partir da introdução do regime de partilha de produção. A análise consistiu no levantamento das funções estritamente relacionadas ao setor de E&P dos órgãos públicos antes e depois da introdução da Lei Nº 12.351/10, sendo então evidenciadas as transições por grupos de atividades, e descartados aqueles que não apresentaram mudanças de competências. Os resultados demonstram a alteração de paradigma entre as duas leis, com destaque para maior presença do Estado nas atividades econômicas: atuação da União nas decisões operacionais [por meio da PPSA], operação exclusiva da Petrobras, atribuição de funções ao MME, CNPE e Presidência da República. Somam-se a essas mudanças novos processos decisórios na definição dos blocos, na regulamentação das licitações e nos acordos de individualização da produção, que destituem parcialmente o poder de decisão conferido à agência regulatória em benefício de órgãos com maior dependência política.

PALAVRAS-CHAVE

MUDANÇAS LEGISLATIVAS NO E&P, PAPEL DO ESTADO, COMPETÊNCIAS DAS ESFERAS ESTATAIS, CONCESSÃO E PARTILHA DE PRODUÇÃO.

ABSTRACT

The objective of this work is to analyze the transition of competences among the public agents linked to the regulation of the Brazilian oil and gas E&P sector and their relations since the introduction of the Production Sharing regime. The analysis consisted in a survey of the functions strictly related to public organizations in the E&P sector before and after the introduction of Law N° 12.351 / 10, and then the transitions by groups of activities were evidenced, being discarded those that did not present changes of competences. The results demonstrate the paradigm shift between the two laws, with emphasis on the greater presence of the State in economic activities: the Union's performance in operational decisions [through PPSA], Petrobras' exclusive operation, assignment of functions to MME, CNPE and Presidency of the Republic. Added to these changes are new decision-making processes in the definition of the blocks, in the regulation of bids and in the agreements of individualization of production, which partially overrules the decision-making power conferred on the regulatory agency for the benefit of organs with greater political dependence.

KEYWORDS

LEGISLATIVE CHANGES IN THE E&P, ROLE OF THE STATE, COMPETENCES OF THE STATE SPHERES, CONCESSION AND PRODUCTION SHARING.

1. INTRODUÇÃO

No arranjo institucional do setor de exploração e produção (E&P) do Brasil, o Estado atua como o centro estratégico e cabe a ele o reconhecimento e a disponibilização planejada dos recursos naturais, de forma a assegurar o retorno do valor, o planejamento da indústria do país como um todo, a orientação dos rumos da produção, a regulação das relações entre os agentes, o direcionamento dos contratos, o acompanhamento das operações e o controle, medição e auditamento da produção (Cavanha F, 2016). Essas funções são atribuídas às organizações públicas do setor - Ministério de Minas e Energia (MME), Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) - e são regulamentadas por diferentes regimes fiscais: concessão, cessão onerosa e partilha de produção.

Segundo Davis e North (1971), arranjo institucional consiste no conjunto de regras que governa o modo pelo qual os agentes econômicos podem cooperar e/ou competir. Portanto, engloba a coordenação de um conjunto específico de atividades econômicas em uma sociedade (Fiani, 2011), definindo os agentes, suas funções e suas formas de interação.

O setor petrolífero brasileiro passou por grandes mudanças institucionais que resultaram em marcos regulatórios com variadas modalidades contratuais, motivadas pela experiência internacional, pelo contexto geológico e, principalmente, por visões político-ideológicas quanto ao entendimento sobre o papel do Estado na economia.

No século XIX, primórdios das atividades petrolíferas no Brasil, a exploração podia ser realizada por contratos de concessão e, a partir da promulgação do Código de Minas de 1934, as atividades foram submetidas ao regime jurídico das substâncias minerais, permitidas por concessão ou autorização. Até criação da PETROBRAS, em 1953, as atividades petrolíferas eram realizadas por meio de concessões e autorizações, e teve seu desenvolvimento relativo a partir da criação

do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que respondia ao Presidente da República (PR). Decorrente da campanha nacionalista “O petróleo é nosso”, foi promulgada a Lei Nº 2004/53 (Brasil, 1953), que determinou a instituição da PETROBRAS, em 1953. À estatal foi atribuída a responsabilidade da execução do monopólio da União Federal, que foi mantido até a Emenda Constitucional nº 9/1995 (Brasil, 1995), que possibilitou a contratação pela União de empresas estatais e privadas para o exercício de parcelas do seu monopólio (Guerra, 2014).

Em meio às reformas institucionais da década de 1990 do governo de Fernando Henrique Cardoso, foi promulgada a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 (Brasil, 1997), conhecida como Lei do Petróleo. Este marco regulatório flexibilizou o monopólio das atividades de E&P do Estado, com a criação do regime de concessões, reafirmando o projeto do então Presidente de reconstrução nacional, partindo da reforma da Administração Pública para permitir investimentos nacionais e estrangeiros que resultassem na flexibilização da economia do país e na superação da crise fiscal (Giambiagi; Lucas, 2013). O Estado passou a assumir papel de regulador, a partir da criação da então chamada Agência Nacional do Petróleo (ANP), e promotor de estímulos para o investimento privado. Essa reestruturação do papel do Estado na economia trouxe o modelo de agências reguladoras, com a autonomia da

**O SETOR
PETROLÍFERO
BRASILEIRO PASSOU
POR GRANDES
MUDANÇAS
INSTITUCIONAIS
QUE RESULTARAM
EM MARCOS
REGULATÓRIOS
COM VARIADAS
MODALIDADES
CONTRATUAIS,
MOTIVADAS PELA
EXPERIÊNCIA
INTERNACIONAL**

regulação, com o intuito de propiciar ambiente com segurança jurídica e atrativo ao capital privado e de descentralizar a governança estatal no tocante a questões de alta complexidade e de caráter notadamente técnico (Guerra, 2015)

Em 2010, um novo arcabouço regulatório foi instituído pelo o governo de Luiz Inácio Lula da Silva para a província petrolífera do Pré-sal e áreas estratégicas, que se apoiaram na argumentação de necessidade de adequação a uma nova realidade das reservas e também nas justificativas político-partidário-ideológicas (Trojbciz, 2016). Foram promulgadas três leis à luz das novas descobertas de acumulação de hidrocarbonetos, a Lei 12.276/10 (Brasil, 2010a), que criou o regime de cessão onerosa, a Lei Nº 12.304/10 (Brasil, 2010b), que autorizou a criação a PPSA para gerir os contratos de partilha de produção e os de comercialização de gás e petróleo da União, e a Lei 12.351/10 (BRASIL, 2010c), a Lei da Partilha, que deu origem ao regime de partilha de produção e ao Fundo Social e impôs à PETROBRAS a operação exclusiva das áreas do Pré-sal e áreas consideradas estratégicas com participação mínima de 30% nos consórcios (Masulino; Costa; Santos, 2018).

Mais recentemente, em 2016, sob o Governo de Michel Temer, a Lei 13.365/16 (Brasil, 2016) retirou tal obrigação, facultando à PETROBRAS o direito de preferência para atuar como operador, mantendo a participação mínima quando houver preferência.

O ESTADO PASSOU A ASSUMIR PAPEL DE REGULADOR, A PARTIR DA CRIAÇÃO DA ENTÃO CHAMADA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP), E PROMOTOR DE ESTÍMULOS PARA O INVESTIMENTO PRIVADO

O presente estudo, portanto, tem como objetivo analisar a transição de competências entre os agentes públicos ligados à regulação do setor de E&P de petróleo e gás brasileiro e suas relações a partir da introdução do regime de partilha de produção.

A partir da leitura das Leis 9.478/97 e 12.351/10, com suas alterações posteriores, que compõem o arcabouço institucional do E&P de petróleo e gás do Brasil e que atribuem funções aos órgãos públicos responsáveis pela sua regulação, metodologicamente, foram identificadas e analisadas as transições de competências entre CNPE, MME, ANP e PPSA. A análise consistiu no levantamento das funções estritamente relacionadas ao setor de E&P, por órgão, antes e depois da introdução da Lei 12.351/10, sendo então evidenciadas as transições por grupos de atividades, descartados aqueles que não apresentaram mudanças de competências.

2. RESULTADOS

Diante da comparação entre as funções atribuídas aos agentes públicos pelas Leis do Petróleo e de Partilha, observaram-se e se analisaram os principais grupos de atividades que apresentaram mudanças nas competências dos órgãos em estudo, quais sejam: (i) definição dos blocos para licitação; (ii) regulamentação da licitação; (iii) celebração de contratos; e (iv) condução de acordos de individualização da produção. Nos subitens seguintes, estão detalhadas as transições identificadas para cada grupo de atividades.

2.1. DEFINIÇÃO DOS BLOCOS PARA LICITAÇÃO

Antes da instituição da Lei 12.351/10, as atividades ligadas à escolha dos blocos a serem licitados eram apresentadas apenas como promoção de estudos técnicos para delimitação e definição dos blocos para licitação, ambas atribuídas exclusivamente à ANP. Com a introdução do regime de partilha de produção, entretanto, essas atividades foram desmembradas em subatividades, atribuídas a outros órgãos além da ANP e foi determinado um processo decisório hierárquico, respeitando a sequência ANP-MME-CNPE-PR.

A ANÁLISE CONSISTIU NO LEVANTAMENTO DAS FUNÇÕES ESTRITAMENTE RELACIONADAS AO SETOR DE E&P, POR ÓRGÃO, ANTES E DEPOIS DA INTRODUÇÃO DA LEI 12.351/10

A ANP manteve a função de promoção dos estudos técnicos e pode ser designada pelo MME para realizar avaliação do potencial das áreas do Pré-sal, mas perdeu o poder de decisão da definição dos blocos, sendo obrigada a submeter seus estudos ao MME, que por sua vez, deve propor ao CNPE tal definição, tanto nos casos de concessão, quanto nos de partilha. Além da proposição dos blocos para a Presidência da República (PR).

O CNPE ainda propõe os casos para contratação direta da PETROBRAS e seus parâmetros e quais blocos deverão ser operados pela estatal, indicando sua participação mínima no consórcio [mínimo de 30%]², ouvida manifestação da empresa.

2.2 REGULAMENTAÇÃO DA LICITAÇÃO

A Lei 12.351/10 manteve para os casos de concessão o modelo da Lei 9.478/97, no qual a ANP é designada responsável por elaborar os editais e promover as licitações. Para as áreas a serem licitadas por partilha de produção, a Lei 12.351/10 apresenta semelhante desmembramento de atividade e determinação de processo decisório em relação ao subitem 2.1.

² Atividade introduzida pela Lei 13.365/16, que desobriga a Petrobras a atuar como operadora única nos contratos de Partilha, facultando o direito de preferência à empresa.

A ANP elabora as minutas de contrato e dos editais de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo MME e as submete a este órgão, que, após aprovar as minutas, propõe parâmetros técnicos e econômicos dos contratos ao CNPE, que serão ainda submetidos à Presidência da República. A ANP então expede as normas e promove as licitações e o MME autoriza a cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha, ouvida a ANP.

2.3 CELEBRAÇÃO DE CONTRATOS

A celebração de contratos para o regime de concessão foi mantida pela Lei 12.351/10 como responsabilidade da ANP, como era previsto pela Lei 9.478/97. Quanto às áreas sob o regime de partilha de produção, a função foi repassada ao MME.

2.4 CONDUÇÃO DE ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

No modelo da Lei do Petróleo, cabia à ANP a determinação do modo de apropriação dos direitos e obrigações sobre os blocos vizinhos quando estes não entrarem em acordo de individualização da produção. Mas, com o estabelecimento da Lei 12.351/10, a condução dos acordos de individualização da produção foi detalhada em novas atividades, com a introdução do CNPE, como encarregado de determinar as diretrizes para celebração dos acordos, e a introdução da PPSA, responsável

A ANP MANTEVE A FUNÇÃO DE PROMOÇÃO DOS ESTUDOS TÉCNICOS E PODE SER DESIGNADA PELO MME PARA REALIZAR AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DAS ÁREAS DO PRÉ-SAL

por definir os termos do acordo e celebrá-los com os interessados quando se tratar de áreas sob o regime de partilha de produção.

À ANP coube a determinação dos prazos para celebração dos acordos (observadas as diretrizes do CNPE), a regulação dos procedimentos e as diretrizes para elaboração dos acordos, o acompanhamento da negociação, a aprovação prévia dos acordos (tanto sob concessão quanto sob partilha) e a celebração dos acordos que não estiverem em áreas do Pré-sal. Além disso, caso seja transcorrido o prazo sem consenso entre as partes, fica sob responsabilidade da ANP a determinação da forma de apropriação dos direitos e das obrigações sobre a jazida e a notificação das partes para que firmem o acordo.

3. DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com a introdução da Lei 12.351/2010, que instituiu o regime de partilha de produção para as áreas do Pré-sal e áreas consideradas estratégicas, as atividades de regulação do setor de E&P de petróleo e gás do Brasil sofreram modificações e transferências de responsabilidades, diferenciando-se daquelas aplicadas às áreas de concessão e alterando processos anteriormente estabelecidos pela Lei 9.478/97. Expostas as transições

**FICA SOB
RESPONSABILIDADE
DA ANP A
DETERMINAÇÃO
DA FORMA DE
APROPRIAÇÃO
DOS DIREITOS E
DAS OBRIGAÇÕES
SOBRE A JAZIDA E
A NOTIFICAÇÃO DAS
PARTES PARA QUE
FIRMEM O ACORDO.**

de competências entre os órgãos públicos conforme o item 3, podemos ressaltar alguns pontos que se destacam a partir da comparação proposta no presente estudo.

A criação da Lei da Partilha reflete o direcionamento político-ideológico do governo à época, voltado à maior presença do Estado nas atividades econômicas. Nesse sentido, a Lei da Partilha conferiu novas funções a órgãos públicos que não possuíam atribuições definidas pela Lei do Petróleo, além de criar uma nova estatal responsável por representar os interesses da União diretamente nas decisões operacionais dos consórcios.

Antes, sem responsabilidades definidas para o setor de E&P, o MME ganhou destaque como intermediador de propostas entre ANP e CNPE, além do poder de decisão quanto à regulamentação das licitações. O CNPE, manteve seu papel de proponente de políticas setoriais, única função designada pela Lei do Petróleo, e recebeu funções ligadas às atividades de regulação, com participação ativa na definição dos blocos, na regulamentação da licitação e na condução dos acordos de individualização da produção.

Dessa forma, incorporou relevantes atribuições que anteriormente competiam à ANP. Também a figura do Presidente da República ganhou destaque como principal deliberativo dentro do processo de definição dos blocos,

**A CRIAÇÃO DA
LEI DA PARTILHA
REFLETE O
DIRECIONAMENTO
POLÍTICO-
IDEOLÓGICO
DO GOVERNO À
ÉPOCA, VOLTADO À
MAIOR PRESENÇA
DO ESTADO NAS
ATIVIDADES
ECONÔMICAS.**

participação da PETROBRAS como operadora e regulamentação das licitações. A PPSA, na condição de gestora dos contratos de partilha de produção, foi incumbida de responsabilidades e atividades que não eram previstas na Lei do Petróleo e que guardam semelhanças em relação aos contratos de *joint venture*.

A Lei 12.351/10 trouxe ainda uma clara mudança nos processos decisórios, incluindo uma hierarquia que respeita a ordem ANP-MME-CNPE-PR. Nesse âmbito, a ANP, na condição de órgão regulador independente, perdeu poder de decisão com relação aos grupos de atividades definidos na análise desse estudo para órgãos públicos com maior dependência política, o que pode refletir em um aumento da percepção de risco de apropriação política da regulação do setor. Contudo, tal perda de autonomia ocorreu nos processos que antecedem o início das atividades dos contratados e nos acordos de individualização da produção, mantendo-se inalteradas as funções de regulação e fiscalização das operações de E&P, conforme foi estabelecido pela Lei do Petróleo.

Dessa forma, a ANP não foi destituída das suas funções de órgão regulador e de sua autonomia, assim como não parece ter funções conflitantes ou duplicadas em relação à PPSA.

**A LEI 12.351/10
TROUXE AINDA UMA
CLARA MUDANÇA
NOS PROCESSOS
DECISÓRIOS,
INCLUINDO UMA
HIERARQUIA QUE
RESPEITA A ORDEM
ANP-MME-CNPE-PR.**

Por seu turno, a PPSA apenas assumiu função da ANP quanto aos acordos de individualização da produção em áreas do Pré-sal ou áreas estratégicas e tem suas demais atribuições restritas ao âmbito da gestão de contratos de partilha de produção

Além da redistribuição de funções e inserção de novos agentes, observamos o desmembramento ou o detalhamento de algumas atividades, notadamente daquelas ligadas à definição dos blocos, à regulamentação da licitação e aos acordos de individualização da produção, que, juntamente à inserção de um novo processo decisório e à diferenciação de procedimentos de acordo com os diferentes regimes, implicam em uma maior complexidade do arranjo institucional do setor de E&P. As diferenças de atribuições para os mesmos agentes públicos, variadas conforme o regime, criam dificuldades para a coordenação do arranjo como um todo, incrementam os custos de transação, necessitando de um período de adaptação às novas esferas de competência.

Entretanto, as dificuldades de aplicação das novas competências e a coordenação entre as diferentes organizações integrantes não podem ser percebidas na sua totalidade, devido à pouca experiência com o novo arranjo. Todavia, existem possibilidades de aumento da morosidade no fluxo do processo de decisão.

4. CONCLUSÕES

O presente estudo se propôs a identificar e analisar as transições de competências entre os agentes públicos do setor de E&P brasileiro após o estabelecimento de um novo regime de contrato, que criou novas atividades de regulação e inseriu uma empresa estatal ao arranjo institucional. A Lei N° 12.351/10, considerada uma “contrarreforma” (Giambiagi; Lucas, 2013) à Lei N° 9.478/97, trouxe elementos com referências ao direcionamento político do segundo mandato do Governo Lula, voltado a uma maior presença do Estado nas atividades econômicas: presença da União nas decisões operacionais [por meio da PPSA], operação exclusiva da Petrobras, atribuição de funções ao MME, CNPE e PR.

Somam-se a essas mudanças novos processos decisórios na definição dos blocos, na regulamentação das licitações e nos acordos de individualização da produção, que ressaltam uma estrutura hierárquica que determina a submissão das propostas e estudos da ANP ao MME, CNPE e Presidência da República, respectivamente.

A imposição dessa hierarquia, que traz a figura do Presidência da República no topo, destitui parcialmente poder de decisão conferido à agência regulatória em benefício de órgãos com maior dependência política. Tal cenário, apesar do aparente risco de apropriação política da regulação, não exime a ANP de regular e fiscalizar as atividades de E&P, dado que as mudanças nos processos decisórios ocorrem nos processos anteriores ao início das operações dos contratos.

Posta a relativização da mudança de orientação do papel do Estado na Lei de Partilha, a introdução de mais um modelo de contrato, a criação de uma empresa pública e a redistribuição dos papéis promoveu um aumento da complexidade institucional do setor de E&P brasileiro, que dificulta a coordenação entre os agentes públicos, aumentam os custos de transação e a morosidade dos processos, exigindo um importante período de adaptação ao novo arranjo institucional.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao “Centro de Pesquisa para Inovação do Gás – Research Center of Gas Innovation - RCGI” (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4) apoiado pela FAPESP e Shell, organizado pela Universidade de São Paulo, e a importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos.

BRASIL. Lei Federal 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.

BRASIL. Lei Federal 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.

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010a. 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.

BRASIL. Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010b. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.

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.

/ BIBLIOGRAFIA

BRASIL. Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016. Altera a Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

CAVANHA F, A. O papel do Estado. Rio de Janeiro: Brasil Energia, jul. 2016.

DAVIS, L. E.; NORTH, D. C. Institutional change and American economic growth. Cambridge: Cambridge University Press, 1971.

GIAMBIAGI, F.; LUCAS, L. P. V. (Orgs.). Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

GUERRA, S. (Org.). Regulação no Brasil: uma visão multidisciplinar. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2014.

GUERRA, S. (Org.). Teoria do Estado regulador. Curitiba: Juruá, 2015.

FIANI, R. Cooperação e conflito: instituições e desenvolvimento econômico. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

MASULINO, N. W.; COSTA, H. K. M.; SANTOS, E. Arranjo institucional do setor de E&P de petróleo no Brasil: transição de competências dos agentes públicos. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. XI CBPE, 2018, CUIABÁ, MT. Itajubá: SBPE, 2018. v. 11. p. 1-10.

TROJBICZ, B. Política Pública de petróleo no Brasil: da liberalização ao Pré-sal. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

Foto: Arquivo pessoal



OWEN ANDERSON

Owen Anderson é docente de Direito da Energia, Recursos Naturais e Ambiente da Faculdade de Direito da Universidade do Texas. Também é professor hemérito da Universidade de Oklahoma. Tem lecionado em universidades ao redor do mundo, como Universidade de Dundee e Universidade de Melbourne. Publicou mais de 100 artigos científicos e é co-autor de livros, como *International Petroleum Transactions*, *Hemingway Oil and Gas Law and Taxation*, *Cases and Materials on Oil & Gas Law*, e *A Student's Guide to Estates in Land and Future Interests*. Ainda, é árbitro e consultor no setor de petróleo e gás.

Foto: Arquivo pessoal



HIRDAN KATARINA DE MEDEIROS COSTA

Advogada especialista em Petróleo e Gás Natural formada pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Especialista em Processo Civil pelo Instituto Brasileiro de Direito Processual (IBDP). Mestre em Energia e Doutora em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/USP). Mestre em Direito de Energia e de Recursos Naturais pela Universidade de Oklahoma (OU), nos Estados Unidos. Pós-Doutora em Sustentabilidade pela Escola de Artes, Ciências e Humanidades da USP (EACH/USP). Pós-Doutoranda em Energia no Instituto de Energia e Ambiente da USP. hirdan@usp.br

Foto: Arquivo pessoal

**CAROLINA ARLOTA**

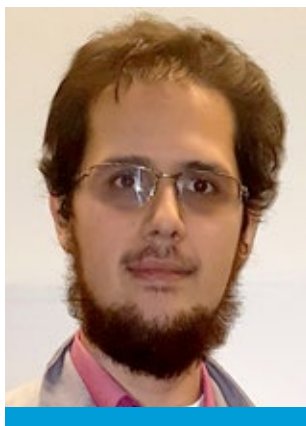
Possui um LL.M. e um J.S.D. pela Universidade de Illinois em Urbana-Champaign. Recebeu prêmio Lemann Graduate Fellowship. Foi bolsista da Fundação TINKER e pela Fondation pour le Droit Continental (Universidade Paris II, Pantheon Assas - localizada em Paris, França). Atualmente é professora visitante na Faculdade de Direito da Universidade de Oklahoma, desde 2012. Suas áreas de interesse são Direito de Imigração e vários tópicos internacionais, incluindo: Direito Internacional de Energia, Arbitragem Internacional de Comércio e Investimento, Transações Comerciais Internacionais, Direito Comparado e Direito da União Europeia. carolarlota@ou.edu

Foto: Arquivo pessoal

**NATHALIA WEBER**

Engenheira de Petróleo. Mestranda em Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, com pesquisa em avaliação técnico-econômica para projeto de injeção de CO₂. Integra o Projeto 36 do Research Centre for Gas Innovation, focado em armazenamento geológico de carbono no Sudeste do Brasil. webermasulino@usp.br

Foto: Arquivo pessoal

**THIAGO LUIS FELIPE BRITO**

Bacharel em Relações Internacionais. Mestre e Doutor em Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Foi pesquisador visitante pelo programa de Doutorado Sanduíche na Universidade de Guelph, no Canadá e no Imperial College Londres, no Reino Unido. Atualmente faz parte da equipe de pesquisa do Projeto 25 do Research Center for Gas Innovation que trata da difusão de veículos movidos à Gás Natural no Estado de São Paulo. Contato: thiagobrito@usp.br

PERIODICIDADE E ENVIO DE ARTIGOS

A Revista é publicada semestralmente de forma regular e ininterrupta em versão exclusivamente eletrônica. A primeira edição foi ao ar em setembro de 2018. Os artigos devem ser enviados exclusivamente para o e-mail: rcgi.lex@usp.br nos termos descritos a seguir.

DIRETRIZES PARA OS AUTORES

Os textos recebidos são apreciados inicialmente pelo editor-chefe, que encaminhará para avaliação por membros do Conselho Editorial e, eventualmente, por pareceristas ad hoc.

As normas de apresentação do texto para o envio do artigo são:

- O arquivo deve ser enviado em formato 'DOC' ou 'DOCX'.
- A primeira página deve apresentar: a) título do trabalho; b) autoria: nome completo do(s) autor(es), formação acadêmica, filiação institucional, e-mail, telefone e endereço para correspondência.
- A segunda página deve conter: a) título em português e inglês; b) resumo em português e abstract em inglês, contendo entre 100 e 150 palavras, com indicação de 3 a 5 palavras-chave.
- Os artigos devem ter 10 mil caracteres com espaços (incluindo notas e referências bibliográficas).
- **Formatação:** tamanho do papel: A4 (21 x 29,7 cm); margens superior e esquerda: 3 cm; inferior e direita: 2 cm; Fonte: Times New Roman, corpo 12; Espaçamentos: 1,5 entre linhas.
- As referências bibliográficas devem estar de acordo com as normas estabelecidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).
- As notas, quando houver, devem ser colocadas ao final do texto (Nota de fim).
- Ilustrações e tabelas devem ser enviadas em arquivos separados.
- Ilustrações devem ser enviadas em JPG, com resolução mínima de 96 dpi.
- O encaminhamento dos textos para o Boletim implica a autorização para publicação e aceitação de eventuais edições necessárias para adequação ao formato do Boletim e ao seu padrão editorial.

POLÍTICA DE TAXAS PARA PROCESSAMENTO DE ARTIGOS

A Revista não cobra taxas de leitores ou de processamento e publicação dos artigos

A Revista Energia, Ambiente e Regulação é uma publicação semestral do RCGILex, plataforma criada para aglutinar e analisar os marcos legais e regulatórios aplicados ao setor brasileiro de gás natural, bem como incentivar comentários e discussões entre os principais especialistas em gás natural no Brasil. A ferramenta RCGILex foi concebida no âmbito do Fapesp Shell Research Centre for Gas Innovation (RCGI), iniciativa que reúne mais de 300 pesquisadores dedicados a estudos sobre a utilização sustentável do gás natural, biogás e hidrogênio, além de gestão, transporte, armazenamento e uso de CO₂.

Todos os responsáveis por esta Revista são pós-graduandos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP), uma das instituições membro do RCGI. O IEE/USP apoia todas as iniciativas de disseminação científica do grupo que, além desta Revista e da ferramenta RCGILex, mantém um website atualizado semanalmente e uma newsletter bimestral, e organiza palestras e workshops abertos ao público sobre questões regulatórias do setor do gás e do setor energético.

