

Apontamentos à Lei nº 12.351/10 (Lei do Contrato de Partilha de Produção de Petróleo) – Um primeiro contato

[Gustavo Kaercher Loureiro](#)

Palavras-chave: Lei do Contrato de Partilha de Produção de Petróleo. Fundo Social. Comercialização do óleo. Poder público.

Sumário: Introdução – **I** O contexto da Lei nº 12.351/10 – **II** Lei nº 12.351/10 – Visão geral – **III** Âmbito de aplicação da lei e decisões estratégicas preliminares ao contrato – **IV** A licitação – **V** Os elementos do contrato de partilha – **VI** A comercialização do óleo da União – **VII** O Fundo Social – **VIII** Algumas reflexões para o futuro

Introdução

Em 07 de novembro de 2007, a Petrobras informou a existência de uma nova e grande fronteira petrolífera na plataforma continental brasileira, com características de exploração e produção consideradas muito diferentes daquelas até então conhecidas. Em face de tal anúncio, o Estado brasileiro tomou a decisão de alterar o marco legal do setor de petróleo e gás natural² para introduzir, para esta nova fronteira,³ mecanismos e figuras jurídicas distintos daqueles estabelecidos pela Lei nº 9.478/97, até então a norma legal básica do setor (a qual estabelece o contrato de *concessão petrolífera* para as atividades de pesquisa e produção de óleo e gás natural).

Como consequência dessa decisão, foram promulgadas, ao longo do ano de 2010, três novas leis que, sem revogarem a Lei nº 9.478/97 — que continuará regendo os contratos de exploração e produção *fora* das áreas especiais — dotaram o Brasil de outros institutos jurídicos para exploração e produção de petróleo.⁴

São elas: a Lei nº 12.276, de 30 de junho, que regulou a chamada “cessão onerosa” de direitos de exploração e produção de petróleo em certas áreas do pré-sal em favor da Petrobras, até o limite de 5 bilhões de barris de petróleo; a Lei nº 12.304, de 02 de agosto, que autorizou a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), empresa encarregada da gestão dos interesses da União nos contratos de partilha previstos e regulados no último dos três diplomas, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Esta lei introduziu um “contrato de partilha da produção” e criou o “Fundo Social”, para gestão dos recursos públicos (federais) advindos da exploração de petróleo na área do pré-sal e nas (futuras) áreas estratégicas.

Por estas três novas leis vieram à luz duas figuras novas, aplicadas nestas províncias petrolíferas diferenciadas: a) o *contrato de cessão onerosa* (com base na Lei nº 12.276/10), em áreas do pré-sal exploradas com exclusividade pela Petrobras; b) o *contrato de partilha da produção*, de que cuidam as Leis nº 12.304/10 e nº 12.351/10. Adicionalmente, as áreas do pré-sal que já foram objeto de licitação (antes do anúncio da Petrobras) e que se encontram sob o regime da concessão permanecerão sendo submetidas à Lei nº 9.478/97. Em resumo: *concessão petrolífera*, regida pela Lei nº 9.478/97; *contrato de cessão onerosa*, regido pela Lei nº 12.276/10 e *contrato de partilha de produção*, regido pelas Leis nº 12.351/10 e nº 12.304/10 são as figuras jurídicas que viabilizam

o aproveitamento do pré-sal.

O estudo que se segue apresenta, em suas grandes linhas, a Lei nº 12.351 /10. Pretende oferecer um primeiro contato com as questões aí disciplinadas, sem aprofundar pontos ou questões que, de resto, carecem de ulterior regulação.⁵ Tem caráter meramente descritivo e não formula críticas ou realiza apreciações acerca da constitucionalidade do modelo criado pela lei.

Tem, pois, natureza introdutória e destina-se, sobretudo, ao leitor leigo no assunto.

I O contexto da Lei nº 12.351/10

I.1 Diretrizes constitucionais: (i) bem público *in situ*; (ii) E&P de petróleo como atividades públicas reservadas, mas de execução delegável

Até 1997 esteve em vigor no Brasil a Lei nº 2.004, de 1953, que consagrava o “monopólio” (art. 1º) para as atividades de pesquisa, lavra, transporte (certos tipos), e refino de petróleo em território nacional.⁶

Nos termos de tal lei (art. 2º), a sua implementação ficaria a cargo de um órgão de “orientação” e “fiscalização”, vinculado à Presidência da República, o Conselho Nacional de Petróleo (CNP), e de uma empresa estatal (sociedade de economia mista), como “órgão de execução”, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

A Constituição de 1988⁷ recebeu tal monopólio, incorporando-o expressamente em seu texto e foi ainda além, reconhecendo, pela primeira vez em nosso Direito Constitucional,⁸ a propriedade pública do recurso natural.

Depois de estabelecer no art. 20, incs. V e IX que os recursos naturais da plataforma continental, águas territoriais e zona econômica exclusiva são bens públicos federais, assim como todos os minerais do território nacional,⁹ dispôs a Carta, em seu art. 177, que as mesmas atividades elencadas no art. 1º da Lei nº 2.004/53 permaneceriam como *monopólios* da União (agora, pois, constitucionalmente reconhecidos).

Adicionalmente a Constituição vedou, na redação original do §1º do art. 177, expressamente, a possibilidade de cessão, pela União, de “qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural”.

Com a Emenda Constitucional nº 9, de 1995, esta vedação de contratação foi eliminada, sem que se eliminasse o caráter público, seja do bem, seja das atividades elencadas no art. 177. O novo §1º do art. 177 passou a admitir, apenas, que a União contratasse a execução das atividades ligadas à pesquisa, lavra, transporte e refino com terceiros, empresas estatais ou privadas.

Em face dessa alteração, quatro parecem ser atualmente as diretrizes constitucionais que mais diretamente¹⁰ balizam a liberdade do legislador ordinário na conformação da disciplina normativa da indústria do petróleo.

As duas primeiras diretrizes — as originárias — apontam no sentido de uma forte presença estatal

no setor:

1. o petróleo, enquanto recurso natural e mineral, é bem público federal, como qualquer outro minério (art. 20, incs. V e IX);
2. as *atividades* de pesquisa e lavra de petróleo são de titularidade da União Federal¹¹ (art. 177, *caput* e inc. I).

As duas diretrizes seguintes, assumindo como premissas estas duas primeiras *publicationes*, tratam de instituir mitigações relativas que tornam possível ao legislador ordinário introduzir a participação privada na indústria:

3. embora o bem seja necessariamente público no solo, é possível a sua apropriação privada, uma vez realizada a lavra (aplicação subsidiária da regra geral sobre mineração, estampada no art. 176, *caput*, da Constituição).¹²
4. embora as atividades sejam de titularidade da União, ela pode contratar a (mera) execução delas com terceiros — *i.e.*, delegar o *exercício* mas não transferir a *titularidade* da atividade — sejam eles entes privados ou empresas estatais (art. 177, §1º, em sua nova redação dada pela Emenda Constitucional nº 9/95). Temos hoje, no direito brasileiro, um “monopólio” cuja execução é delegável.¹³

Valendo-se exatamente destas duas últimas “flexibilizações” é que o legislador editou a Lei nº 9.478, em 1997.

I.2 A Lei nº 9.478/97 – Novo arranjo institucional, nova disciplina jurídica

A Lei nº 9.478/97, ao revogar na íntegra a Lei nº 2.004/53, instituiu uma profunda reforma setorial; com ela veio um novo arranjo institucional e uma nova disciplina jurídica para exploração e produção de petróleo no Brasil. Passava-se da total exclusividade da Petrobras para a franca competição pelos direitos de exploração que, licitados, seriam titulados pelo regime de concessão (*tax and royalties regime*), sob a batuta de uma agência reguladora setorial.

Quanto ao arranjo institucional, foi extinto o Conselho Nacional do Petróleo e criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

O primeiro seria um órgão de amplo alcance, concebido para harmonizar e coordenar as diferentes políticas e atividades econômicas relativas a todas as fontes de energia¹⁴ no território nacional, enquanto que a Agência seria o ente “regulador e fiscalizador” específico do setor de petróleo. No equilíbrio de forças originais — que vem sendo alterado com o tempo e que foi em parte refeito pela Lei nº 12.351/10 — o *grosso* das decisões regulatórias ficaria na esfera da ANP, assim como também ficaria com ela a condução da licitação e a regulação/fiscalização do contrato de concessão cujas diretrizes a lei fixava.¹⁵

Quanto à disciplina jurídica das atividades de exploração e produção de petróleo, as bases eram claras: a) livre competição pela outorga do título (concessão),¹⁶ entre todos os interessados devidamente habilitados, sem substancial vantagem competitiva para a estatal Petrobras;¹⁷ b)

modelo de exploração *tax and royalties* com plena propriedade privada e livre disposição sobre o óleo extraído (com todas as consequências implicadas neste reconhecimento), em troca do pagamento das chamadas “participações governamentais”.¹⁸

O núcleo da nova disciplina foi expresso no art. 26 da lei:

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes. (...)

Neste contexto, pois, atuavam como “poderes públicos” o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e, mais concreta e diretamente, a ANP, articulados como instância de formulação (e proposição, ao Presidente da República) de políticas energéticas (CNPE), e instância propriamente regulatória e fiscalizatória do setor de petróleo (ANP); a estatal Petrobras estava mais próxima de um agente econômico que disputava em igualdade de condições com os demais agentes privados o direito de explorar petróleo no Brasil, do que de um ente estatal.¹⁹

Esse panorama mudaria a partir de 2007.

I.3 A “descoberta” do pré-sal e as Leis nº 12.276, nº 12.304 e nº 12.351, de 2010

I.3.1 Os eventos

Ao longo dos anos de 1997 e 2007, foram realizadas sete “Rodadas de Licitação” de blocos exploratórios de petróleo que mudaram profundamente a configuração institucional e econômica da indústria²⁰ no Brasil.

Uma parte significativa dos blocos que foram licitados localiza-se em mar (*offshore*), em diferentes bacias sedimentares ao longo da costa brasileira. De particular importância são as bacias situadas no litoral Sudeste, de Campos, Santos e Espírito Santo. A exploração e produção de petróleo nessas grandes áreas já vinha acontecendo intensamente desde a década de 70 pela Petrobras e vários blocos foram aí licitados — com os respectivos contratos de concessão outorgados e em execução.

Empiricamente — mas não juridicamente — o horizonte de aproveitamento destas áreas era circunscrito à possível existência de jazidas de petróleo nas camadas mais superficiais da plataforma continental, logo acima da faixa de sal existente (o petróleo do “pós-sal”). Conquanto algumas hipóteses teóricas deixassem entrever a possibilidade de existência de petróleo *abaixo* dessa camada, condições técnicas e econômicas não propícias impediam uma consideração mais efetiva dessa possibilidade, muito embora o bloco cuja exploração era concedida não contivesse qualquer limitação jurídica quanto às jazidas passíveis de exploração sob o contrato de

concessão.²¹

Em 08 de novembro de 2007, após algumas experiências exitosas anteriores,²² a Petrobras anunciou ao mercado e ao Estado brasileiro que sua mais recente descoberta de petróleo no poço de Tupi, localizado na Bacia de Santos, revelava não apenas a existência de uma determinada jazida sob o manto de sal existente na plataforma continental brasileira (o petróleo do “pré-sal”), na área específica do bloco pertinente, mas permitia afirmar a existência de uma *nova e muito significativa província petrolífera no litoral Sul e Sudeste do Brasil*:

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2007 – PETRO´LEO BRASILEIRO S/A – PETROBRAS (...) comunica que concluiu a análise dos testes de formação do segundo poço (...) na área denominada Tupi, (...) localizado na bacia de Santos, e estima o volume recuperável de óleo leve de 28º API, em 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural. (...)

A Petrobras realizou, também, uma avaliação regional do potencial petrolífero do pré-sal que se estende nas bacias do Sul e Sudeste brasileiros.

Os volumes recuperáveis estimados de óleo e gás para os reservatórios do pré-sal, se confirmados, elevarão significativamente a quantidade de óleo existente em bacias brasileiras, colocando o Brasil entre os países com grandes reservas de petróleo e gás do mundo. Os poços que atingiram o pré-sal e que foram testados pela Petrobras mostram, até agora, alta produtividade de petróleo leve e de gás natural. Esses poços se localizam nas bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos.

As rochas do Pré-sal são reservat´rios que se encontram abaixo de uma extensa camada de sal, que abrange o litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, ao longo de mais de 80km de extensão por até 200km de largura, em lâmina d’água que varia de 1.500m a 3.000m e soterramento entre 3.000 e 4.000 metros.²³

Diante desse anúncio, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução nº 6/07, na qual o Estado brasileiro formulava a sua posição diante do evento:

a) seriam mantidos em vigor os contratos de concessão já celebrados, relativos a blocos localizados dentro da área do pré-sal (art. 3º), licitados até a sétima rodada²⁴ (mesmo que as propostas vencedoras e as próprias licitações não tivessem sido feitas levando em consideração a possibilidade das jazidas do pré-sal).

b) para os futuros aproveitamentos (áreas não licitadas), novas regras seriam introduzidas (art. 4º). Para tanto, foi nomeada uma Comissão integrada por membros de diversos órgãos do Poder Executivo que iniciou seus trabalhos em 17 de julho de 2008.

Depois de encerrados os trabalhos da Comissão, em 1º de setembro de 2009, o Executivo Federal enviou ao Congresso Nacional quatro Projetos de Lei que foram discutidos e aprovados ao longo do ano de 2010.²⁵

As premissas que determinavam a mudança e os objetivos a serem alcançados com ela foram enunciados na Exposição de Motivos do Projeto de Lei que instituía o contrato de partilha:

Trata-se de áreas nas quais são estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades, o que determina a necessidade de marco regulatório coerente com a preservação do interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União e em benefício da sociedade.²⁶

Para as áreas do pré-sal, a Lei do Petróleo então vigente (Lei nº 9.478/97) não seria adequada para a futura exploração, nem uma sua reforma:

as premissas adotadas pela Lei do Petróleo são inadequadas a esse novo cenário, ao grau de risco e às perspectivas de rentabilidade presentes no Pré-Sal. Arranjos pontuais como o aumento das participações governamentais previstas na Lei do Petróleo também não atendem à complexidade desse novo paradigma e às responsabilidades da União.²⁷

No Congresso foram discutidos, reordenados e votados esses projetos, ao longo, *grosso modo*, de um ano. O resultado foram as três leis já referidas anteriormente.

I.3.2 O resultado – As novas leis para o pré-sal

A Lei nº 12.276/10 tratou, fundamentalmente, de duas operações conexas, envolvendo a Petrobras e sua controladora, a União Federal.

A primeira destas operações foi de cunho societário e consistiu na capitalização da empresa estatal: pelo art. 9º da Lei nº 12.276/10 foi a União autorizada a subscrever e a integralizar, nos termos e segundo as condições do Estatuto das Sociedades Anônimas (Lei nº 6.404/76), ações da Petrobras, em montantes não indicados pela lei.

A integralização²⁸ das ações subscritas²⁹ foi realizada com títulos da dívida pública mobiliária federal, emitidos pelo Tesouro Nacional e recebidos pela Petrobras pelo valor de mercado.³⁰

A segunda operação, sucessiva e propriamente setorial, consistiu na cessão, pela União à Petrobras do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo em determinadas áreas do pré-sal, e até o limite de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo, mediante pagamento (a "cessão onerosa").³¹

A relação entre as duas operações³² está em que o pagamento realizado pela Petrobras à União nesta segunda operação dar-se-ia, preferencialmente,³³ com os títulos da dívida pública mobiliária federal que recebeu como integralização de suas ações subscritas pela União, na primeira operação. Como resultado final, a União³⁴ aumentou seus interesses na estatal que, por sua vez, recebeu áreas para explorar no pré-sal. Do ponto de vista financeiro, o Tesouro Nacional não realizou dispêndios, pois os títulos que emitiu para a integralização das ações retornaram na forma de pagamento pela cessão dos direitos de exploração.³⁵

Especificamente quanto ao regime de exploração de petróleo, a lei é pobre em determinações e remete o seu detalhamento ao contrato que deveria se seguir.³⁶ De todo o modo, é possível identificar seus traços principais, delineados nos oito primeiros artigos da Lei nº 12.276/10.

Seu sinalagma fundamental é aquele indicado acima: de um lado, a União, como titular das atividades reservadas elencadas no art. 177 da Constituição, cede o exercício do direito de realizar duas delas, pesquisa e lavra, esta última até o limite máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo, em determinados blocos do pré-sal, identificados no contrato; de outro lado, a Petrobras paga por esta outorga o preço estipulado em contrato.³⁷

O pagamento inicial — um muito especial "bônus de assinatura"³⁸ — dependeu tanto do volume de petróleo, cuja extração, futura e eventual, se autorizou (dentro do limite de 5 bilhões de barris), quanto do valor pelo qual foi precificado o óleo. Tratando-se de questões complexas — submetidas a diferentes métodos de mensuração e quantificação — além de circunstâncias de ocorrência futura e incerta, a lei determinou que fossem feitos "laudos técnicos" para subsidiar a negociação com a Petrobras (art. 3º)³⁹ e admitiu ainda a revisão do contrato, à medida que se tornarem mais seguras as estimativas iniciais.⁴⁰

Nesse arranjo, o contratado (Petrobras), realizará as atividades de pesquisa, avaliação, desenvolvimento e produção por sua exclusiva conta e risco (art. 4º), adquirirá a propriedade da totalidade do óleo eventualmente lavrado (até o limite contratual)⁴¹ e pagará *royalties* sobre a produção, nos termos do art. 5º. Não está prevista a participação especial.⁴²

Quanto às demais condições, a lei deixa ampla margem de conformação ao Executivo e à Petrobras, na confecção do contrato.⁴³ Limita-se a declarar que as atividades serão realizadas sob a regulação e fiscalização da ANP.⁴⁴ Em particular, não há referência a prazos, condições e planos de exploração/produção, restringindo-se a lei a prever que o contrato de cessão deverá conter "valores mínimos, e metas de elevação ao longo do período de execução do contrato, do índice de nacionalização dos bens produzidos e dos serviços prestados para execução das atividades de pesquisa e lavra" (art. 2º, inc. III).

O segundo projeto foi aprovado em agosto e tomou o nº 12.304. Esta lei autoriza a criação da Pré-Sal Petróleo S.A., sociedade anônima com capital 100% de propriedade da União Federal,

encarregada da “gestão” dos contratos de partilha, em representação dos interesses de sua controladora (sobre ela se voltará adiante).

O terceiro projeto, mais longo e complexo, transformou-se na Lei nº 12.351/10. Foi aprovado em 22 de dezembro de 2010 e é objeto deste estudo.

Em face do advento dessas novas normas e da decisão de preservar os contratos anteriores, o pré-sal é passível de exploração:

(i) pelo regime de concessão, para os blocos já licitados antes de 2007 (Lei nº 9.478/97);

(ii) pelo regime de cessão onerosa, pela Petrobras, nas áreas indicadas no respectivo contrato (Lei nº 12.276/10 e contrato);

(iii) pelo regime de partilha de produção, a ser implementado para as demais áreas não incluídas *sub* (i) ou *sub* (ii), nos termos da Lei nº 12.351/10 (e Lei nº 12.304/10).

Passa-se, agora, ao exame da Lei nº 12.351/10.

II Lei nº 12.351/10 – Visão geral

Muito embora não se tenha observado fielmente na exposição que segue o *iter* disposto pela Lei nº 12.351/10, convém, como primeiro contato, apresentá-la brevemente em sua ordem original e apontar esquematicamente os traços fundamentais do contrato que resulta de seus dispositivos.

Depois de explicitar, no capítulo I, ⁴⁵ seu objeto (dispor sobre o regime de produção de petróleo em áreas do pré-sal e estratégicas e criar o Fundo Social), a lei estabelece, no capítulo seguinte, ⁴⁶ um conjunto de definições que serão utilizadas ao longo de seu texto. Destacam-se algumas, referentes aos elementos essenciais do contrato — sua estrutura contraprestacional e seu arranjo subjetivo:

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

I – *partilha de produção*: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato;

II – *custo em óleo*: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e

desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato;

III – *excedente em óleo*: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;

(...)

VI – *operador*: a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

VII – *contratado*: a Petrobras ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção; (grifos nossos)

Esse conjunto de definições apresenta o contrato de partilha em seus contornos usuais e manifesta de forma clara uma peculiaridade importante do modelo brasileiro: a Petrobras estará presente em todos os contratos de partilha celebrados e, além disso, será a responsável pela execução material de todas as atividades realizadas sob o contrato (na qualidade de “operador”). Ela será a única contratada em caso de contratação direta (decidida pelo CNPE) ou de vitória na licitação; ou será sócia “compulsória” dos vencedores da licitação, num determinado percentual (cfe. Adiante).⁴⁷ Esse arranjo subjetivo já projeta algumas complexidades típicas do contrato brasileiro que serão ainda mais sentidas em razão da forma como a lei concebeu a ulterior relação dos contratados com a contratante (União Federal), e, especialmente, com a “representante da União”, a PPSA. Esta última se unirá com o contratado no Consórcio do Contrato e em seu Comitê Operacional (cfe. adiante).⁴⁸

Estabelecidas as definições que dão o contorno do contrato, o longo capítulo III⁴⁹ (arts. 3º-32) contém a maior parte das novas regras que o desenvolvem. Elas são relativas a diversos tópicos:

- diretrizes do contrato (arts. 3º-8º);⁵⁰
- preparação da licitação e contrato e (re)ordenação das competências públicas vigentes no setor, entre o CNPE, ANP e o Ministério de Minas e Energia (MME);⁵¹
- preparação da licitação e condições de participação (arts. 13-18);
- organização das partes no contrato (arts. 19-24);⁵²
- o conteúdo do contrato de partilha, suas fases e cláusulas essenciais (arts. 27-32).⁵³

No capítulo IV, [54](#) encontra-se regulado o complexo e delicado procedimento de individualização (“unitização”) de áreas produtoras contíguas (arts. 32-41), enquanto que o capítulo V disciplina as receitas governamentais incidentes sobre o contrato [55](#) — para além do óleo *in natura*, há previsão de pagamento de quantias pecuniárias, a título de *royalties* e bônus de assinatura. O capítulo VI [56](#) dispõe sobre a política e os meios de comercialização do óleo/gás de propriedade da União, em seus arts. 45 e 46.

No penúltimo capítulo VII, [57](#) a lei disciplina o Fundo Social (arts. 47-60), encerrando com o tradicional capítulo das Disposições Finais e Transitórias (arts. 61-68).

Esse o conteúdo da Lei nº 12.351/10.

O contrato de partilha que resulta de seus dispositivos e que será a partir de agora analisado, em maiores detalhes, é o negócio pelo qual:

- o contratado:

- adquire o direito de pesquisar o bloco identificado no contrato [58](#) e de avaliar eventual descoberta de óleo (para verificação de sua comercialidade), por sua conta e risco (*i.e.*, assumindo todos os encargos da atividade de pesquisa e avaliação); [59](#)
- em caso de ser a descoberta comercial, adquire ele ainda o direito de produzir petróleo, também por sua conta e risco (*i.e.*, assumindo todos os encargos econômicos das atividades desenvolvimento e produção, incluindo o pagamento de *royalties*). [60](#)
- Nessa última hipótese, torna-se proprietário de parte do óleo produzido para satisfação — e no limite — dos seguintes elementos:
 - > recuperação dos pagamentos de *royalties* [61](#) (calculados sobre a produção total);
 - > recuperação dos custos incorridos nas atividades de pesquisa, avaliação, desenvolvimento, lavra e desativação (“óleo custo”); [62](#)
 - > parte do óleo cujo valor exceder a esses itens, na proporção e nos termos de sua proposta vencedora da licitação (que estabelece o percentual da *partilha* do “excedente em óleo” com a União). [63](#)

- O contratante (a União):

- delega o exercício das atividades elencadas no inc. I do art. 177 da Constituição.
- em princípio, não assume qualquer risco econômico [64](#) e é

representado pela PPSA que, em tal condição, também não assume riscos ou realiza investimentos;⁶⁵

- em caso de descoberta comercial abre mão de parte do óleo produzido (nos termos indicados acima), ficando com a parcela do “excedente em óleo” convencionada (fixada segundo os termos da proposta vencedora da licitação, se de licitação se tratar);

- exercita competências:

- > regulatórias e fiscalizatórias, via ANP, MME e CNPE;

- > empresariais via PPSA, ao longo de toda a vida do contrato (em conjunto com o contratado, no âmbito do Comitê Operacional do Contrato, cfe. adiante).

- Como peculiaridades ou pontos salientes da Lei nº 12.351/10:

- a Petrobras será a responsável pela condução e execução — direta ou *indireta* — das atividades de execução do contrato, *i.e.*, de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção⁶⁶ (é a *operadora única* do contrato);

- além da partilha do óleo lucro, o contratado deve satisfazer pagamentos em dinheiro, *royalties*, posteriormente abatidos;

- o contratado e a PPSA devem formar um *Consórcio Contratual*, organizado num *Comitê Operacional*, encarregado das principais decisões relativas às atividades desenvolvidas sob o contrato.

III Âmbito de aplicação da lei e decisões estratégicas preliminares ao contrato

III.1 Âmbito espacial de aplicação da Lei nº 12.351/10

Como já referido anteriormente, a Lei nº 12.351/10 não extinguiu o regime de concessão instituído pela Lei nº 9.478/97, mas adicionou novos instrumentos legais para disciplinar as atividades de *upstream* em duas áreas específicas do território nacional, a saber: a) *as áreas do pré-sal* (não previamente concedidas nas Rodadas de Licitação realizadas até 2006 e não cedidas à Petrobras, cfe. acima); b) *áreas estratégicas*.⁶⁷

A identificação destas duas áreas é complexa e envolve critérios geológicos, mas não apenas eles. Considerações de ordem política e econômica podem ter papel relevante.

Relativamente à área do pré-sal, a lei fixa em seu anexo — por meio de coordenadas geográficas — como que um “perímetro mínimo”, no qual é obrigatória a sua incidência, mas admite que o Poder Executivo identifique, posteriormente, novas áreas de pré-sal, “de acordo com a evolução do conhecimento geológico” (art. 2º, V).

“Áreas estratégicas” estão ainda mais sujeitas a considerações de variado tipo, na medida em que a lei as define como “*região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos*” (art. 2º, VI).

Como se vê, o papel do Poder Executivo é decisivo já na identificação das áreas de incidência do regime de partilha, no âmbito do território nacional. Mais precisamente, esta tarefa é do Presidente da República, sob proposta do Conselho Nacional de Política Energética, nos termos do art. 9º, inc. V da lei.

Até o momento⁶⁸ o CNPE não exercitou esta competência, de modo que a lei incide apenas na área delimitada em seu próprio anexo. Em todo o caso, retorna, no direito brasileiro, uma possibilidade já existente antes da instituição do monopólio da Petrobras, *i.e.*, a de subtração de áreas petrolíferas do regime geral (instituído atualmente pela Lei nº 9.478/97), por ato discricionário do Poder Executivo.⁶⁹

III.2 Ritmo de exploração e seleção de áreas

A definição de elementos cruciais que determinam a periodicidade, a dimensão e as características técnicas e econômicas das licitações para o aproveitamento das áreas do pré-sal e áreas estratégicas foi concebida pela Lei nº 12.351/10 como um intrincado processo que envolve diferentes órgãos e entes públicos, de diferentes naturezas (técnica, política), mas que culmina, no mais das vezes, na Presidência da República *via* competência propositiva do CNPE.⁷⁰

Conquanto caiba, genericamente, ao Ministério de Minas e Energia (MME) “planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural” (art. 10, I), ao CNPE é que compete propor ao Presidente da República o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção.

A lei não estabelece os critérios que deverão pautar essa decisão, limitando-se a exigir genericamente a observância da “política energética” existente e a afirmar que ela deverá levar em conta a capacidade da indústria nacional de oferecer bens e serviços para as atividades de exploração e produção de petróleo (art. 9º, I).

Se a determinação do ritmo de aproveitamento das novas províncias petrolíferas é tarefa confiada fundamentalmente ao CNPE, a seleção dos blocos que serão contratados sob o regime de partilha é fruto da interação de várias esferas públicas num *iter* em que se sucedem estudos e decisões: nos termos do art. 11, inc. I, a ANP é encarregada de realizar os estudos técnicos, enquanto que o MME realiza as escolhas⁷¹ e as submete ao CNPE, o qual, por sua vez, chancelando-as, apresenta-as à Presidência da República.⁷²

De modo amplo — mas certamente envolvendo estas atividades de identificação e seleção de blocos — a lei ainda permite que ANP contrate a Petrobras para realizar uma “avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas” que serão futuramente contratadas.⁷³

Já nestes momentos preliminares, de preparação da contratação, constata-se uma mudança de clima e tendências, relativamente ao equilíbrio institucional CNPE/ANP e à função e papel da

Petrobras na exploração de petróleo. Esta mudança é característica de todo o modelo instituído pela Lei nº 12.351/10 e se faz presente também no próximo tópico.

III.3 As vias para o contrato – Petrobras diretamente ou licitação

Estabelecido o ritmo da exploração e selecionados os blocos — com ou sem a participação preliminar da Petrobras, prevista no art. 7º — cabe ao CNPE decidir se a contratação — e quais contratações⁷⁴ — será realizada

diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação,⁷⁵ ou oferecida à competição.⁷⁶

Aqui entram, novamente, componentes de natureza política e estratégica:

Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção. (...)

No caso da contratação direta a lei informa, de modo genérico, que os “parâmetros da contratação” seguirão, “no que couber”, os passos estabelecidos nos arts. 9º, inc. IV e 10, inc. III⁷⁷ que apresentam os elementos básicos do contrato de partilha. Mesmo com essa indicação, é certo que ajustes deverão ser feitos nessa hipótese (contratação direta), na medida em que, p.ex., não haverá determinação de percentual mínimo de participação da Petrobras no contrato, bem como a partilha do óleo não será obtida em procedimento competitivo de seleção das melhores ofertas (art. 18, adiante).

Um ponto a ser esclarecido pelo CNPE, quando e se optar por esta modalidade, diz respeito à identificação precisa do “interesse público” específico que se sobrepõe ao — ou como se coordena com o — interesse público da União, de buscar a melhor oferta de repartição do óleo (o que se faz, de regra, em regime de competição pelo contrato).

Além disso, convém notar que a lei não possui qualquer limite à contratação direta, como ocorreria se determinasse que teria ela lugar apenas em caso de ausência de condições objetivas de competição, desinteresse do mercado investidor etc. Por outro lado, não indica se e sob quais condições a Petrobras pode oferecer resistência a um chamamento desse tipo, considerando, inclusive, que estará bastante carregada com a função de Operadora Única dos blocos licitados (cfe. adiante).

Caso o Estado brasileiro opte pela licitação, a participação mínima da Petrobras no contrato deverá ser definida pelo Ministério de Minas e Energia, em percentual sempre superior a 30% (trinta por cento),⁷⁸ sendo ainda franqueado à estatal tomar parte no certame para aumentar tal parcela⁷⁹ (que por si só lhe garante a qualidade de operador do contrato).

IV A licitação

Também o processo licitatório propriamente dito é formado por uma série de passos que envolvem diferentes agentes públicos. Se antes havia uma relativa preponderância da agência reguladora,⁸⁰ agora há uma complexa cooperação interinstitucional.

Quanto às fontes normativas que disciplinam o certame, a forma como se encontra redigido o art. 13 da Lei nº 12.351/10 faz crer que — assim como já ocorrera com a Lei nº 9.478/97⁸¹ — pretendeu o legislador setorial “isolar” o processo licitatório do contrato de partilha, especializando-o em face do regime geral das licitações públicas, pois não há referências, aí, à aplicação da Lei Geral de Licitações e Contratos Administrativos (Lei nº 8.666/93).

A elaboração da licitação envolve o estabelecimento de suas regras e fases, dos limites à participação de empresas em múltiplas ofertas,⁸² de critérios para admissão de participações conjuntas (consórcio de ofertantes), a elaboração da lista de documentos exigíveis e do rol de informações a serem disponibilizadas para formulação das propostas, assim como inclui a fixação de garantias para habilitação e participação na competição.⁸³ Tais decisões — apresentadas na minuta do Edital⁸⁴ —, bem como a condução do respectivo procedimento, ficam a cargo da ANP.⁸⁵

Essas competências, todavia, não se encontram “livres”; são exercidas sob supervisão do Ministério de Minas e Energia que dita, antes da elaboração da licitação, as “diretrizes a serem observadas pela ANP”, assim como, depois, aprova o respectivo Edital,⁸⁶ cujo conteúdo vem disposto no art. 15 da Lei nº 12.351/10.⁸⁷

Diferentemente do modelo da Lei nº 9.478/97, em que o critério de vitória na competição pelo contrato podia ser construído pela ANP com base em alguns parâmetros estabelecidos no art. 41 — e envolver múltiplos fatores combinados entre si —, o art. 18 da Lei nº 12.351/10 determinou apenas a adoção de um fator de decisão, qual seja, o maior percentual de excedente em óleo (art. 2º, inc. III), “ofertado” pelo concorrente à União — e necessariamente acima do percentual mínimo estipulado no Edital⁸⁸ pelo Ministério de Minas e Energia.

Desta forma, tanto o programa exploratório mínimo⁸⁹ quanto o valor ofertado pelo contrato (o “bônus de assinatura”, definido no art. 2º, XII) e o conteúdo local,⁹⁰ não são elementos de configuração da oferta e se encontram previamente estipulados pelo Ministério de Minas e Energia.⁹¹ O elemento decisivo, pois, é apenas este: *maior oferta de partilha do excedente em óleo para a União*.

Também no âmbito da confecção do contrato que deverá acompanhar o Edital da licitação manifesta-se o mesmo fenômeno verificado aqui, *i.e.*, a perda de densidade das competências da agência reguladora em favor das instâncias do Executivo. Se também a elaboração da minuta do contrato é tarefa da ANP, ela a realiza, mais uma vez, sob rigorosos limites: os elementos mais sensíveis do contrato são elaborados pelo MME e CNPE (e, dada a competência meramente propositiva deste último órgão, devem ser aprovados pela Presidência da República). A redação final do contrato deve ser aprovada pelo Ministério.⁹²

V Os elementos do contrato de partilha

V.1 As partes – Contratante, contratado, PPSA, operador único, consórcio e Comitê Operacional

Já se viu acima a caracterização que a lei faz do contrato de partilha (art. 2º, incs. I, II e III): o contratado atua, por sua conta e risco e, em caso de descoberta comercial de petróleo, adquire o direito de recuperar os *royalties* pagos, seus custos — em limites e condições que serão estabelecidos em contrato — e ainda habilita-se a receber uma parte do excedente em óleo, que divide com a União nos termos de sua oferta (em caso de licitação).

Já se viu também quem são as partes do contrato (art. 2º, incs. VI e VII e art. 8º) e, mais amplamente, os diferentes órgãos e pessoas jurídicas que têm interesses e/ou competências relativamente ao negócio. O conjunto é extenso: Petrobras, PPSA, empresas privadas vencedoras de licitações, Presidência da República, CNPE, MME e ANP. Nem todos são, por óbvio, tecnicamente *partes* do contrato, mas todos possuem diferentes funções e competências que incidem em variados momentos dele.

Uma das complexidades do contrato de partilha, tal como concebido pela Lei nº 12.351/10, diz respeito à ampla gama de interesses a que pode estar submetido um único sujeito (e suas manifestações).

Isso é o que ocorre, sobretudo, com a União — que tem interesses econômicos e competências propriamente contratuais, ao lado de outras, de tipo regulatório e fiscalizatório⁹³ — e, em menor medida, é o que também ocorre com a Petrobras.⁹⁴ Essa circunstância pode levar a tensões relativas à composição dos diferentes interesses públicos que orbitam em torno do contrato, bem como, mais concretamente, a conflitos (inclusive de competência), entre, por exemplo, PPSA e Petrobras; Petrobras e ANP e PPSA e ANP, dentre outros.

Na qualidade de proprietária do recurso natural (e de delegante da atividade reservada), a União, parte *contratante*,⁹⁵ firma o contrato por meio do MME e se faz representar, para certas tarefas, pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), sociedade anônima com ações integralmente de propriedade da União⁹⁶ vinculada ao Ministério de Minas e Energia.⁹⁷

A PPSA é encarregada, genericamente, da “gestão dos contratos” de partilha (art. 8º, §1º),⁹⁸ no interesse da União, função que não lhe traz qualquer responsabilidade econômica ou de execução das atividades de pesquisa e lavra (art. 8º, §2º)⁹⁹ nem lhe granjeia competências de cunho regulatório.

Para levar a bom termo seu objeto, a PPSA foi dotada pela Lei nº 12.304/10 de competências que poder-se-iam qualificar como “empresariais/contratuais”, dispostas no art. 4º da lei.

Resumidamente, na condição de representante dos interesses da União na partilha, cumpre-lhe acompanhar as atividades, fiscalizá-las e supervisionar a realização e a posterior imputação dos custos incorridos pelo contratado ao longo da execução das atividades de pesquisa e lavra — recebendo, para tanto, um contínuo fluxo de informações da Petrobras, a operadora do

contrato.¹⁰⁰ Além disso — e mais importante ainda — toma decisões empresariais no âmbito do Comitê Operacional, relativamente a momentos cruciais da vida do contrato. Em qualquer manifestação de suas competências, seu objetivo é maximizar as vantagens de sua representada (contratante e proprietária do óleo), a União, na partilha do óleo, em face do(s) contratado(s).¹⁰¹

A posição da PPSA no contrato é *sui generis*. De um lado, não parece ser propriamente a “contratante”, na medida em que tal competência é da União, que a realiza via MME. Nessa qualidade, manterá ela (União) prerrogativas contratuais que não serão repassadas à nova estatal. De outro lado, tampouco é “contratada”, eis que tal título é aplicado à Petrobras e, eventualmente, ao seu sócio privado. Refletindo a peculiaridade do contrato de partilha brasileiro, a PPSA “comparece” no arranjo, sobretudo na formação do Consórcio, como representante dos interesses (comerciais) da União, que não abdica, porém, de figurar no contrato, de tal sorte que seu “representante”, PPSA, não assume em sua totalidade a posição do representado.

Do outro lado, na condição de “contratado” pode estar apenas a Petrobras ou ela e empresas privadas (vencedoras da licitação e associadas compulsoriamente com a estatal, no percentual estabelecido em cada contrato, nunca inferior a 30%).¹⁰²

Na última hipótese, a Petrobras adere necessariamente aos termos da proposta vencedora e assume encargos e prerrogativas proporcionais à sua participação percentual vigente para aquele contrato,¹⁰³ nada obstante a responsabilidade perante o contratante e terceiros seja solidária.¹⁰⁴

Em qualquer caso, a Petrobras é a “Operadora Única”.¹⁰⁵

Como tal, é a responsável pelas atividades de exploração (incluindo a avaliação de possível descoberta) e produção (incluindo o desenvolvimento da área, a produção propriamente dita e a desativação das instalações, cfe. adiante). Suas competências, nessa qualidade, estão elencadas no art. 30 da Lei nº 12.351/10 (as quais serão apresentadas à medida em que se fizerem relevantes no curso da exposição do contrato propriamente dito).

Convém notar que a *execução* das tarefas contratuais — mas, aparentemente, não a sua *condução* — poderá ser feita *direta* ou *indiretamente*, sem que a lei indique o que entende por “execução indireta” ou, ao menos, aponte limites a tal prática.¹⁰⁶ E — nada obstante a tradição setorial envolvendo as empresas prestadoras de serviços — o tema não é isento de controvérsias, como mostra a conturbada história dos contratos de serviço celebrados pela Petrobras ao tempo do monopólio, um dos “alvos” dos Constituintes de 1988.¹⁰⁷

Como quer que se configure o “contratado” num determinado negócio, a lei o obriga a formar um *consórcio* com a PPSA¹⁰⁸ para a administração do contrato. Aqui está, como se disse, uma peculiaridade do modelo brasileiro e um ponto de extrema complexidade. Este consórcio é o “centro nervoso” do contrato: *todas as decisões fundamentais acerca da sua execução* — previstas no art. 24 da Lei nº 12.351/10 — são tomadas aí, ou, mais precisamente, numa sua instância representativa, o *Comitê Operacional*.

O *Consórcio Contratual* e seu Comitê serão parcialmente regulados no próprio contrato — funcionamento e forma de tomada de decisões¹⁰⁹ — mas a Lei nº 12.351/10 exige que observe ele a legislação das sociedades anônimas (nesse ponto específico).¹¹⁰ Na verdade, mais do que uma

simples cláusula do contrato, o consórcio afigura-se como um *negócio jurídico acessório* ou *instrumental* àquele de partilha propriamente dito,¹¹¹ no qual importantes questões relacionadas com a exploração e produção serão disciplinadas.

É ao Comitê Operacional que cabe, por exemplo, definir os planos de exploração do bloco e avaliação de descoberta; declarar a comercialidade de descoberta; estabelecer os programas anuais de trabalho e produção; bem como aprovar os custos e orçamentos das atividades realizadas pela Petrobras sob o manto do contrato.

Como não poderia deixar de ser, o Comitê é composto por representantes das partes, contratante e contratado,¹¹² mas a lei garante à PPSA poderes notáveis: cabe-lhe indicar a metade dos seus integrantes, inclusive o presidente (os demais indicam seus membros, na proporção da respectiva participação) o qual tem poder de veto e voto de qualidade.¹¹³

Ainda que caiba ao contrato uma melhor determinação das diferentes decisões e seus respectivos quóruns, dificilmente, pois, serão tomadas decisões empresariais (técnicas e econômicas relativas aos mais importantes momentos do contrato) que contrariem os interesses da PPSA e, em última análise, da União.

V.2 As cláusulas gerais

Assim como já o fizera a Lei nº 9.478/97,¹¹⁴ a Lei nº 12.351/10 identifica o *bloco* como o objeto do contrato (arts. 29, inc. I; e 15, inc. I).

Tal referência, conquanto compreensível, é, no mínimo, parcial; em verdade, tratando-se a pesquisa e a lavra de *atividades reservadas* pela Constituição à União (cfe. supra, art. 177, inc. I, da Constituição), e admitindo o §1º do art. 177 a sua contratação com terceiros, o objeto do contrato há de ser, primariamente, a *delegação do exercício* destas duas atividades¹¹⁵ — cuja titularidade é inalienável — e, secundariamente, a *transmissão eventual da propriedade de parte do óleo encontrado* ao contratado (*i.e.*, transformação da propriedade, de *pública in situ*, em privada, uma vez lavrada a jazida, no montante dos custos e da divisão do excedente fixados em contrato). O *bloco*, pois, há de ser entendido como a área onde se desenvolvem estas atividades e de onde há de sair, quando houver descoberta comercial, o óleo que será apropriado pelo contratado¹¹⁶ (e *apenas* óleo, visto que o contrato de partilha não legitima a apropriação de qualquer outro mineral porventura encontrado, cfe. art. 28).

Firmado o contrato com este objeto terá ele duração máxima de 35 anos,¹¹⁷ dividida em duas fases, uma certa e outra eventual (apenas em caso de descoberta comercial): a fase de pesquisa e a fase de produção (mais adiante descritas).

Diferentemente do que se passa no Contrato de Cessão Onerosa, que prevê uma série de hipóteses cuja ocorrência enseja a prorrogação do prazo contratual,¹¹⁸ a Lei nº 12.351/10 não refere esta possibilidade em geral, prevendo-a apenas para a ampliação da fase de pesquisa.¹¹⁹ Também não estabelece a duração de cada uma das fases em que será dividido o ajuste,¹²⁰ deixando essa tarefa para o contrato.¹²¹

No curso do período — em qualquer fase — é possível ocorrer a cessão a terceiros dos direitos de pesquisa e produção, de conformidade com os termos em que regulada em contrato essa possibilidade,¹²² e desde que sejam observadas as condições dispostas no art. 31, quais sejam: a) preservação do objeto do contrato e de suas condições; b) atendimento, pelo cessionário, dos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pelo MME; c) garantia do direito de preferência para aquisição, em favor dos integrantes do consórcio (na proporção de sua participação) e, sobretudo, d) manutenção da quota mínima de participação da Petrobras, fixada no contrato pelo MME.

Ainda no plano dos elementos gerais do contrato, a lei dispõe que deverá ele prever as penalidades a que estará submetido o contratado (art. 29, inc. XVI)¹²³ — sem indicar qualquer tipo de ordenação ou qualificação delas¹²⁴ — assim como determina a prestação de garantia de adimplemento (art. 29, inc. III) — sem, também aqui, regular as hipóteses ou procedimento de sua execução.¹²⁵

Em tema de solução de litígios, mais uma vez a lei foi econômica e remeteu o tema para o contrato, mas adotou uma possibilidade vital para a atratividade das licitações, a arbitragem (e a conciliação, cfe. art. 29, inc. XVIII).¹²⁶ Exige, ainda, que a forma de solução de controvérsias no âmbito do Comitê Operacional esteja disciplinada no contrato de partilha (art. 29, inc. VIII).

No que tange ao conteúdo local — definido no art. 2º, inc. VIII, cfe. supra — deve ser estabelecido pelo MME¹²⁷ e indicado no edital de licitações,¹²⁸ como obrigação do vencedor do certame, a ser observada em cada uma das fases em que é dividido o contrato.

Também pouca atenção foi dispensada pela Lei nº 12.351/10 à questão ambiental.¹²⁹

À parte uma geral responsabilidade por danos dessa natureza,¹³⁰ regulada sobretudo no final das atividades (art. 32, §2º), e da possibilidade de uso de recursos do Fundo Social para atividades de preservação do meio ambiente (art. 47, inc. III, cfe. adiante), a Lei nº 12.351/10 exigiu do contratado — como obrigações que devem estar presentes no contrato de partilha — o seguinte: que elabore um inventário periódico sobre as emissões de gases que provoquem efeito estufa (art. 29, XXI); apresente um plano de contingências relativo a acidentes por vazamento de petróleo (art. 29, XXII); realize auditoria ambiental de todo o processo e retirada e distribuição de petróleo do pré-sal (art. 20, XXIII) e, finalmente, que realize a recuperação ambiental da área em que realizou suas atividades (de pesquisa e/ou exploração, cfe. art. 32, §2º).

Apresentadas as cláusulas gerais que perpassam toda a vida do contrato, passa-se agora ao exame de cada uma de suas fases.

V.3 Fase de pesquisa¹³¹

Diferentemente da Lei nº 9.478/97,¹³² a Lei nº 12.351 não definiu expressamente o que se inclui na fase de pesquisa, mas é possível caracterizá-la, *ex vi* art. 27 inc. I, como o conjunto de atividades destinado a obter conhecimentos geológicos da área e — em caso de descoberta de uma *jazida* — a dimensionar e identificar as potencialidades da descoberta (*avaliação*), para fins de

verificação de sua exequibilidade técnica e econômica, *i.e.*, sua “comercialidade”. Essas atividades compreendem estudos geológicos, geofísicos, geoquímicos e respectivas interpretações, diferentes atividades de sísmica e ainda perfurações de poços exploratórios (testes de longa duração, inclusive).¹³³

Apartando-se do regime geral da mineração¹³⁴ — mas seguindo a prática específica do setor de petróleo — a pesquisa é concebida como uma *fase* de um único negócio jurídico e não se confunde com a atividade eventualmente realizada pela Petrobras previamente à contratação, destinada a promover a “avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas” (art. 7º). Uma vez declarada a comercialidade, o contratado *tem direito* de realizar a atividade de produção do óleo encontrado, *prossequindo* a mesma relação jurídica travada com a União quando da assinatura do contrato.¹³⁵

A pesquisa é — ainda mais do que a produção — uma atividade de risco que pode não propiciar ao contratado qualquer benefício econômico, na medida em que, não logrando realizar qualquer descoberta comercial, seus investimentos (e atividades) não serão de qualquer forma ressarcidos pela União que, por sua vez, terá recebido o bônus de assinatura (devido incondicionadamente, no momento da outorga e não integrante do custo em óleo)¹³⁶ e, possivelmente, adquirido um melhor conhecimento da área explorada sem sucesso pelo agente privado.¹³⁷ Embora não tenha sido isolada em um negócio específico — o que seria juridicamente possível mas totalmente incompatível com o sistema da Lei nº 12.351/10 — a pesquisa possui, como se constata, uma certa estrutura e um arranjo econômico que a dota de alguma individualidade jurídica (ao menos conceitual).

Sob a perspectiva das condições para sua realização a lei foi relativamente parcimoniosa. Estabeleceu algumas balizas das quais não podem fugir o contrato e o contratado, mas garantiu ao Poder Executivo — e, em menor medida, ao contratado — razoável margem de conformação quanto à sua condução e configuração.

A primeira destas balizas diz respeito à repartição dos riscos: vige a regra geral segundo a qual o contratado assume todos os riscos — econômicos, técnicos e jurídicos — relativos às atividades do contrato.¹³⁸ Há que se atentar, porém, para a possibilidade de a União “participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato”. Tal se dará por meio de um fundo criado por lei específica (art. 6º, parágrafo único).¹³⁹ A lei não oferece maiores detalhes e não indica as hipóteses em que teria isso cabimento.¹⁴⁰

A segunda baliza diz respeito à exclusividade da Petrobras na realização das atividades de pesquisa. Nessa função, compete-lhe realizar as tarefas, direta ou indiretamente, mas sempre com observância das melhores práticas da indústria¹⁴¹ e sob a supervisão do Comitê Operacional do Consórcio¹⁴² e da ANP.¹⁴³

A terceira baliza diz respeito à existência de planos e programas predeterminados que orientam e disciplinam a busca de petróleo.

O primeiro deles é o Programa Exploratório Mínimo (PEM), que contém o conjunto básico das atividades exploratórias previstas e determinadas pelo Estado brasileiro em relação ao bloco licitado, assim como a estimativa dos respectivos investimentos necessários para realizá-las.¹⁴⁴

A sua confecção está a cargo da ANP, sob a supervisão do Ministério de Minas e Energia. Já constará do contrato, ainda que possa vir a ser revisado, nos termos em que tal hipótese estiver regulada em contrato (art. 29, inc. XII).¹⁴⁵

Diferente do PEM é o Programa de Exploração (PE).

Este é elaborado pelo contratado — mais precisamente, “definido” pelo Comitê Operacional,¹⁴⁶ juntamente com a aprovação do orçamento das atividades de exploração¹⁴⁷ — tomando por base o PEM. Deve ser submetido à aprovação da ANP,¹⁴⁸ para ser, então, executado pela Petrobras, sempre sob a supervisão — nos termos dos procedimentos estabelecidos em contrato¹⁴⁹ — do Comitê e da ANP.¹⁵⁰

De particular importância é o contínuo e correto fluxo de informações entre as diversas instâncias dotadas de competência e/ou prerrogativas no contrato (Petrobras, Comitê Operacional, PPSA e ANP).

Qualquer que seja o procedimento de apresentação de tais informações,¹⁵¹ são elas que permitirão ao Comitê Operacional — e à PPSA, para fins de tutela dos interesses da União — verificar a conformidade das atividades exploratórias desenvolvidas pela Petrobras com o orçamento e o Programa de Exploração aprovados. Tal é necessário para que se proceda à contabilização dos custos incorridos nessa fase, os quais, desse modo, poderão ser levados à conta do “óleo custo”, em caso de descoberta e produção de petróleo. Efetivamente, apenas os custos aprovados realizados em atividades exploratórias previstas — em base aos programas e respectivos orçamentos — serão contabilizados — e tal se dará nos termos das regras de contabilização dispostas em contrato,¹⁵² para futuro e eventual abatimento da produção da área.

Há várias hipóteses para o encerramento da fase de exploração¹⁵³ reguladas na Lei nº 12.351/10, mas apenas uma conduz à fase seguinte, de produção.

No caso de resultarem completamente infrutíferas as pesquisas, o contrato se extingue no final do prazo de exploração,¹⁵⁴ sem que ao contratado sejam devidas quaisquer quantias, a qualquer título.¹⁵⁵ Encerrado o contrato, cumpre ao contratado devolver os blocos, realizar a remoção dos equipamentos e bens não reversíveis, assim como realizar a recuperação ambiental que se fizer necessária.¹⁵⁶

Outra hipótese de extinção do contrato nessa fase é pelo exercício do direito de desistência do contratado.

Essa faculdade, prevista sem qualquer qualificação no art. 32, inc. V, importa na devolução da área licitada (não há referência a devoluções parciais, como parece poder ser o caso na Lei nº 9.478/97),¹⁵⁷ e exige que o desistente ou cumpra o PEM ou pague o valor correspondente à parcela não cumprida, nos termos em que fixado no ajuste.¹⁵⁸ A lei não exige que tal desistência

seja especificamente motivada ou vinculada à inexistência de perspectivas ou descobertas passíveis de avaliação, mas é de se supor que a hipótese será utilizada em casos em que já as primeiras atividades exploratórias aniquilaram qualquer possibilidade de existência de jazidas na área. Também aqui há de se regular a devolução dos blocos contratados.¹⁵⁹

Há ainda duas hipóteses de extinção não particularmente desenvolvidas e cuja aplicação na fase de exploração terá que ser esclarecida no contrato: a extinção por acordo entre as partes (art. 32, inc. II) e “pelos motivos de resolução nele previstos” (art. 32, inc. III). Quais serão tais motivos — para além daqueles já legalmente previstos no art. 32 — e como se operacionalizam são questões deixadas em aberto pela Lei nº 12.351/10.

Por fim, o modo mais auspicioso de encerramento da fase de exploração é a ocorrência de uma “descoberta comercial”, a condição para que o contratado possa recuperar seus custos incorridos nesta — e na seguinte — fase do contrato.¹⁶⁰

A descoberta *comercial* não se confunde com qualquer descoberta de óleo.

Embora a Lei nº 12.351/10 não defina o que por tal se há de entender, pode-se utilizar indicativamente a caracterização que dela faz a Lei nº 9.478/97, quando, em seu art. 6º, inc. XVIII,¹⁶¹ afirma ser *comercial* a “descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção”. Trata-se, em síntese, da identificação de um depósito que apresenta condições técnicas e econômicas de produção — no momento da sua avaliação — que justificam as atividades seguintes, de desenvolvimento e produção, em termos de retorno dos investimentos.

Como se vê, há uma distância, inclusive temporal, que separa a descoberta da descoberta *comercial*. E essa distância é coberta pela atividade de *avaliação (da descoberta)*.¹⁶²

Identificada a presença de óleo,¹⁶³ a Petrobras é obrigada a comunicar o evento, nos prazos estabelecidos em contrato, ao Comitê Operacional e à ANP.¹⁶⁴

Ato contínuo, cabe-lhe elaborar um plano de avaliação da descoberta, para verificar sua comercialidade. Realizado o plano, será submetido ao Comitê Operacional e, uma vez aprovado, também à ANP que o deve cancelar igualmente.¹⁶⁵ Apenas depois de vencidas essas instâncias é que o plano deverá ser implementado pela Petrobras.¹⁶⁶

Em determinado momento — ao final ou no curso da execução do plano de avaliação — o Comitê Operacional, em base às informações da Petrobras, materializadas no “Relatório de Comercialidade”,¹⁶⁷ estará em condições de declarar, ou não, a comercialidade da descoberta.¹⁶⁸

Se positivo o resultado, passa-se para a fase seguinte; se negativo, há que se verificar se tal avaliação ocorreu no final da fase de exploração ou não. Se não tiver ocorrido, o contratado ainda poderá realizar outras pesquisas e avaliações. Em caso contrário, encerra-se, sem sucesso, o contrato, nos termos vistos acima.

V.4 A fase de produção I – Atividades e regime de realização

Em alguns pontos, há substancial semelhança do que se passa aqui com o que ocorre na fase anterior: as atividades se realizam por conta e risco do(s) contratado(s), sem assunção de responsabilidades operacional e/ou econômica pela União e PPSA;¹⁶⁹ a Petrobras é a operadora única; as decisões relativas aos aspectos mais importantes do contrato são tomadas pelo conjunto das partes, ordenadas no Consórcio e representadas no respectivo Comitê Operacional; as atividades todas são supervisionadas e reguladas pela ANP etc.¹⁷⁰

A Lei nº 12.351/10, em seu art. 27, inc. II,¹⁷¹ identifica como pertencentes à fase de produção a lavra propriamente dita (“produção” *stricto sensu*) e o “desenvolvimento”, atividade que não define, mas que se encontra caracterizada na Lei nº 9.478/97 como o “conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás”.¹⁷²

Por outro lado, os incs. II e VI do art. 2º referem-se ainda à “desativação das instalações” como um conjunto de atividades típicas. Trata-se de uma série de tarefas bastante onerosas e complexas — planejadas, programadas e orçadas¹⁷³ — que tem por objetivo “limpar” a área explorada, para devolução à União. Envolve retirada de equipamentos, gestão de riscos e, eventualmente, processos de recuperação ambiental.

Considerando o conjunto da lei, é de se ter que a falta de referência no art. 27, inc. II a esse momento final — e como quer que se resolva esta imprecisão técnica, seja considerando-se a desativação das instalações integrante da fase de produção, ou criando-se, *malgré* o art. 27, uma terceira fase do contrato de partilha¹⁷⁴ — não impede que o contratado recupere os custos com essas atividades, *ex vi* art. 2º, inc. II da lei.

Mais delicada do que essa questão relativa à configuração contratual da fase à qual pertence a desativação das instalações é a lacuna existente na lei acerca do modo como se dará a realização de tal tarefa, eis que não há indicação de competências, modo de contabilização etc., para ela. O art. 29, XV, limita-se a exigir que o contrato conterà “os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado, inclusive para a retirada de equipamentos e instalações e para reversão de bens”.¹⁷⁵

De toda a sorte (e retornando ao início da fase de produção), uma vez declarada a comercialidade da descoberta, iniciam-se as atividades de *desenvolvimento*.

Para tanto, a Petrobras deverá elaborar o respectivo plano (art. 30, inc. IV) e submetê-lo ao Comitê Operacional que, aprovando-o, deverá apresentá-lo à ANP, sem que a lei indique, também aqui, os poderes e a amplitude da competência da Agência no exercício dessa função (arts. 24, inc. III e 11, inc. V).¹⁷⁶

Vencidas essas etapas, as atividades serão realizadas — direta ou indiretamente — pela Petrobras que, de maneira geral, deverá operar de acordo com as melhores práticas da indústria e sob a supervisão do Comitê Operacional que acompanha as atividades segundo os procedimentos estabelecidos em contrato,¹⁷⁷ e da ANP, que regula e fiscaliza todo o ciclo de pesquisa e lavra. Devidamente aprovados pelo Comitê Operacional, por conformes aos orçamentos e programas, os custos das tarefas realizadas serão contabilizadas — nos termos em que estabelecido em

contrato¹⁷⁸ — para justificar a futura apropriação do óleo custo.¹⁷⁹

Pronto o poço para a produção — a lei não regula o procedimento de “aprovação” e início de produção, mas é de se esperar que esteja disciplinado em contrato¹⁸⁰ — inicia-se o momento para o qual todas as partes se preordenaram.

Sempre sob as premissas contratuais básicas, a fase de produção propriamente dita é marcada pela existência dos Planos Anuais, de Trabalho e de Produção, e respectivos orçamentos, elaborados pela Petrobras¹⁸¹ e submetidos à aprovação, tanto do Comitê Operacional quanto da ANP.¹⁸²

A lei não indica o conteúdo mínimo de tais planos, mas, na prática setorial,¹⁸³ eles compreendem as previsões de produção de petróleo (juntamente com água e outros elementos), bem como as atividades de processamento, tratamento e escoamento da produção.

A lógica é a mesma: as atividades realizadas nos termos de tais planos e nos limites dos respectivos orçamentos — salvo sempre a possibilidade de revisão, que deverá estar regulada em contrato¹⁸⁴ — serão aprovadas e contabilizadas para fins de cálculo da partilha ou, mais precisamente, de apropriação pelo contratado, do custo em óleo.

No curso do contrato é possível a ocorrência de um incidente particularmente importante. Trata-se da “individualização da produção”, ou, no jargão setorial, “unitização”.

V.5 A fase de produção II – Individualização da produção

O art. 2º, inc. IX da Lei nº 12.351/10, define a unitização como o “procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção, relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção”.

Como se constata, trata-se de instituir uma espécie de “partilha” entre dois (ou mais) sujeitos, cada qual responsável por distintos blocos que se encontram sobre uma mesma jazida.¹⁸⁵ A unitização estabelece um plano de aproveitamento conjunto dessa jazida, para garantir a melhor exploração possível do recurso natural que, de outra sorte, poderia ser predatoriamente produzido, com cada agente tentando obter para si a maior parte do óleo do reservatório.

Esse aproveitamento conjunto é disciplinado pelo *acordo* de individualização da produção, objeto dos arts. 33-41 da Lei nº 12.351/10. Tal acordo deve realizar uma divisão de tarefas (identificando o operador da jazida), bem como estabelecer uma partição equânime dos resultados da produção.

Se já em condições normais não é fácil lograr-se um entendimento, nos casos em que há diversidade de regimes jurídicos regradando a exploração dos blocos essa dificuldade aumenta. Dentre outras, são passíveis de ocorrer as seguintes situações: (i) blocos submetidos, todos, ao regime dos contratos de partilha; (ii) blocos submetidos à concessão e blocos submetidos ao regime do contrato de partilha, ambos em área do pré-sal; (iii) blocos submetidos ao contrato de partilha, em área do pré-sal, e blocos submetidos à concessão *fora* da área do pré-sal; (iv) blocos submetidos à concessão, ambos em área do pré-sal; (v) blocos submetidos à concessão, um dos

quais fora da área do pré-sal; (vi) bloco submetido ao contrato de partilha e bloco em área não licitada, dentro do pré-sal; (vii) bloco submetido ao contrato de partilha e bloco em área não licitada, fora do pré-sal; (viii) bloco submetido à concessão em área fora do pré-sal e bloco ainda não licitado em área do pré-sal; (ix) bloco submetido à concessão em área dentro do pré-sal e bloco ainda não licitado em área do pré-sal. São todas elas situações em que as condições econômicas e as obrigações de produção diferem, o que dificulta ainda mais a composição de um acordo considerado vantajoso para ambas as partes e para a União.

Essa dificuldade, conjugada com o fato de que está em questão um recurso de propriedade da União, dá ensejo à intervenção estatal, por meio da atuação da ANP. Ela dá as diretrizes para o acordo, acompanha sua feitura e, se as partes não lograrem êxito em elaborá-lo, determina cogentemente os seus termos que, se não aceitos, dão ensejo à extinção do contrato de exploração e produção de petróleo.

Quanto ao procedimento, uma vez detectada a existência de uma jazida que ultrapassa os limites do bloco contratado, o respectivo operador deverá informar a ANP de tal circunstância¹⁸⁶ e suspender — salvo nos casos autorizados pela ANP — as atividades de desenvolvimento e/ou produção.¹⁸⁷ A Agência, então, determina um prazo para que as partes cheguem à celebração do acordo.

As partes — os respectivos Comitês Operacionais,¹⁸⁸ quando for o caso — em princípio, são livres para estabelecer os termos do acordo que deve conter (i) o plano de desenvolvimento da jazida (seu modo de aproveitamento, cf. supra); (ii) a participação de cada sujeito nos investimentos e produção; (iii) o operador da jazida e (iv) o mecanismo de solução de controvérsias.¹⁸⁹ Ao longo do prazo estipulado, a ANP apenas acompanha as negociações.¹⁹⁰

Dentre as tantas hipóteses possíveis (cfe. supra), casos há em que a jazida objeto da individualização da produção estende-se para áreas não ainda licitadas, dentro ou fora do pré-sal. Quando tal for o caso e a jazida alongar-se para áreas não licitadas do pré-sal, o acordo será feito com a PPSA — subsidiada pela ANP e, eventualmente, Petrobras, e obrigará o futuro contratado.¹⁹¹ Em tal hipótese, o regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas de que trata o *caput* independe do regime vigente nas áreas adjacentes.¹⁹² Quando a jazida estender-se por área não licitada localizada fora do polígono do pré-sal, o acordo será celebrado com a ANP.¹⁹³

Em qualquer caso, o acordo será submetido à aprovação da ANP.¹⁹⁴

Em não chegando as partes a ele, a Agência ditará — louvando-se em estudos técnicos — as bases do acordo e os oferecerá às partes; em caso de negativa de uma delas em aderir, resolve-se seu contrato.¹⁹⁵

V.6 A fase de produção IV – Aspectos econômicos do contrato

V.6.1 Introdução – Colocação do problema e categorias jurídicas de análise

Muito embora estejam presentes em todas as fases do contrato de partilha, é no momento da

produção de petróleo que se tornam mais visíveis e sensíveis algumas questões jurídicas básicas, de grande importância para uma adequada análise normativa dessa figura. Em razão desta “oportunidade expositiva”, o estudo aqui alarga-se em análises dogmáticas mais amplas que seriam próprias de uma *teoria geral* dos contratos de exploração de recursos naturais.¹⁹⁶

Tradicionalmente, afirma-se de modo genérico que partilha de produção e concessão configuram dois tipos contratuais cuja grande diferença estaria em que, enquanto que na concessão o contratado paga ao titular do recurso natural certas quantias em pecúnia (*royalties*, em sentido genérico e atécnico) e fica com a totalidade do óleo, para livre disposição, no contrato de partilha o contratado cede ao poder público parte do recurso *in natura*. Essa diferença marcaria dois *modelos de contratos*.

A afirmação assim feita, de modo demasiado amplo, é problemática em si mesma ou, no mínimo, pode facilmente levar a alguns equívocos de compreensão.

Em primeiro lugar, o contratado *não dá o óleo ao poder público*, mas o *recebe*, considerando-se que originariamente é a União a proprietária do recurso natural (art. 20, incs. V e IX da Constituição); ela, pois, não recebe o óleo, mas retém parte dele. Destarte, quem passa a ser o proprietário é o privado, por força de sua atividade material (pesquisa e lavra) e das disposições contratuais. É ele que, juridicamente, recebe uma participação no resultado da exploração, como já notava nossa legislação anterior ao monopólio da Petrobras, ao prever um “ancestral” de nosso moderno contrato de partilha (colocado ao lado do regime geral da concessão petrolífera).¹⁹⁷ Na correta linguagem das antigas fontes do direito da mineração, o poder público “larga” o minério aos seus descobridores.¹⁹⁸

Esse esclarecimento acerca da operação jurídica que envolve a passagem de propriedade do óleo é importante e tende a ser obscurecido quando se fala em “oferta” do licitante de óleo “para” a União (art. 18 da lei, por exemplo). Na verdade, tecnicamente, a oferta do licitante envolve uma declaração de vontade acerca do que ele está disposto a *receber* da União e configura a menor parcela do excedente em óleo que ele está disposto a tomar para si no “ponto de partilha” (art. 2º, inc. XI), depois de medida a produção no respectivo “ponto” (art. 2º, inc. X).¹⁹⁹

Em segundo lugar, a afirmação genérica parece sugerir uma relação juridicamente necessária entre o que se pode qualificar como uma simples alteração no *objeto da prestação* — de pecúnia para o óleo — e uma nova disciplina contratual. Ou entre um tipo de “coisa” prestada e um tipo de contrato.

Ora, o fato de alterar-se o *quid debeat* não impõe, por si só, uma reformulação completa das regras de um contrato nem, muito menos, leva à alteração de seus fundamentos.

Se por um lado é certo que a gestão do óleo exige a introdução de algumas regras adequadas a esta nova realidade e que a prática internacional associa a partilha do óleo com uma disciplina contratual que garanta mais poderes interventivos para o Estado, por outro lado, a mudança na natureza da prestação não requer uma série de dispositivos que podem ou não ser incorporados ao contrato, dependentes, eles, de (diferentes) interesses e objetivos do poder público.²⁰⁰ Em outras palavras, a União poderia introduzir a partilha sem, necessariamente, introduzir todo o conteúdo da Lei nº 12.351/10.²⁰¹ Para usar uma linguagem não de todo correta, poder-se-ia dizer que uma

coisa é a *prestação em forma de "partilha"*; outra coisa é o *contrato "de partilha"*, tal como instituído concretamente no direito brasileiro.²⁰²

Em terceiro lugar, a afirmação — sobretudo quando encarece uma suposta dualidade de *modelos* contratuais — obscurece afinidades essenciais, muito mais importantes do que a diferença entre concessão e partilha. Tais afinidades existem porque ambos os contratos haurem sua legitimidade e possibilidade jurídicas dos mesmos dispositivos constitucionais, de modo que se deve esperar que tenham os mesmos elementos fundamentais, admitindo-se, somente, variações que são secundárias do ponto de vista jurídico, conquanto possam ser de grande importância sob outras perspectivas, como a econômica, política, institucional, estratégica etc.

Esse é, aliás, o ponto mais sensível: a afirmação referida é problemática e/ou perigosa porque se atém a um elemento que certamente é muito visível e deveras relevante para certas análises, mas que é *secundário* no âmbito de uma teoria dos contratos estritamente *jurídica*, qual seja, o **objeto de uma prestação** contratual.

Se essa crítica estiver correta, seria de todo conveniente preparar a exposição que se segue com uma bem firmada análise de dogmática em que restassem estabelecidos o contexto, as premissas normativas (constitucionais) e o instrumental analítico para a exposição do contrato de partilha.

Ocupar-se-ia tal teoria de apresentar, de modo sistemático, conceitos como o de *objeto, causa* (o fundamento jurídico) e *senalagma* (ou estrutura contraprestacional) de tais negócios jurídicos, distinguindo entre elementos presentes e certos, de um lado, e elementos futuros e eventuais, de outro;²⁰³ entre elementos essenciais e elementos acidentais do ajuste (*essentialia/accidentalia negotii*); natureza, tipo e objeto das prestações etc.

Não menos importantes, nessa sede seriam explicitadas as relações desses conceitos entre si.²⁰⁴

Essa teoria não será tentada aqui, mas algumas distinções dogmáticas serão superficialmente esboçadas para bem apreciar o quão *sui generis* é a configuração econômica do contrato de partilha, *i.e.*, para aquilatar a relevância da mudança, do *royalty*²⁰⁵ para o *óleo*, ou, mais amplamente, da "concessão" para a "partilha".

Propõe-se, pois, distinguir entre três planos de análise jurídica, cada qual com um diferente grau de complexidade: (i) o plano do *objeto da prestação* contratual (o mais concreto deles); (ii) o plano da *estrutura das prestações* (o *senalagma*) ou, mais amplamente, o plano da *causa do negócio*, e, finalmente; (iii) o plano da *disciplina contratual* (o conjunto todo das disposições que regulam a relação jurídica das partes).

No plano do objeto da prestação, o mais simples juridicamente, cuida-se de identificar o *que, física e concretamente*, é devido. Regras de cunho civilista regulam essa questão.

No plano da estrutura das prestações, cuida-se de identificar o arranjo econômico do contrato, manifestado no *senalagma* contratual, estabelecido a partir da posição jurídica de cada sujeito, dos diferentes aportes que levam para o contrato e da finalidade objetiva do ajuste (sua *função*).

No terceiro e mais complexo plano, confrontam-se duas disciplinas jurídicas integrais que envolvem inúmeras questões, desde disposição de regras técnicas para a realização de diferentes

atividades previstas em contrato, até o arranjo econômico-financeiro do ajuste e prestações, passando pela divisão de tarefas, direitos e obrigações entre as partes.

Se forem procedentes essas distinções de teoria geral do direito dos contratos, a comparação entre “partilha” e “concessão” não pode ser genérica e há de ser referenciada a um destes planos de análise.

E, quanto a esses planos, a posição aqui defendida é esta:

(i) a diferença apontada como a mais visível reside no plano do *objeto da prestação*: da pecúnia (somente) para o óleo (e pecúnia);

(ii) sob a perspectiva do sinalagma e da causa do negócio jurídico, não há diferenças substanciais entre o contrato regulado pela Lei nº 9.478/97 e o contrato regulado pela Lei nº 12.351/10;

(iii) sob a perspectiva da disciplina total, há, sim, relevantes diferenças que apontam na direção de uma muito mais robusta presença do poder público no ajuste (exercitando competências propriamente regulatórias e também de cunho empresarial, não apenas no início do contrato, mas ao longo de toda a sua vida). Essas diferenças — que distinguem o contrato concebido pela Lei nº 12.351/10 daquele que decorre da Lei nº 9.478/97, em que o contratado era o “senhor” da atividade e o único proprietário do óleo — promanam:

a) de exigências próprias da gestão do óleo (que ficará com a União);

b) sobretudo, de uma mudada percepção acerca do que seja o “interesse público” em cada caso (mudança influenciada pelas características empíricas da exploração em cada área).²⁰⁶

Feitos esses esclarecimentos, o exame agora concentra-se na configuração jurídica da partilha, em particular, na identificação de sua função no contrato (item V.7.2) e em sua conformação concreta em cada contrato (item V.7.3). A primeira análise será conduzida a partir dos resultados aqui obtidos e de um exame comparativo que contrapõe (*rectius*, aproxima), a divisão do óleo e o pagamento de certas “participações governamentais” (*royalties* e participação especial). A segunda contenta-se com algumas indicações breves, visto que o tema também aqui foi deixado em grande medida à discricionariedade administrativa do Poder Executivo.

V.6.2 *Royalties*, participação especial e partilha – Encargos econômicos incidentes no momento da e sobre a produção – Substancial afinidade e peculiaridade do modelo brasileiro

Como encargos econômicos que gravam o contratado na fase de produção, a Lei nº 12.351/10 refere (i) a partilha do óleo e (ii) o pagamento de *royalties* (art. 42, inc. I).

Ambos não apenas são devidos nessa fase (momento do pagamento), como relacionam-se, mensuram-se, em função da produção (critérios de fixação).²⁰⁷ Por uma peculiaridade do sistema

criado pela Lei nº 12.351/10, os *royalties*, no contrato de partilha, não parecem ter a função de remunerar o proprietário do recurso natural explorado (essa função é realizada pela partilha do óleo no respectivo contrato).

O fundamento jurídico da partilha da produção é intuitivo: a União *fica* com parte do excedente em óleo, na medida em que é a titular da atividade cuja execução delega, e, mais importante, a *proprietária do recurso natural in situ*. O contratado *recebe* sua parte, na medida em que entrou para o negócio com capital (as atividades correm por sua conta e risco) e trabalho (especialmente a Petrobras, que será remunerada por suas atividades como operadora).

A bem guardar, seu fundamento ou estrutura não é diverso daquele que justifica o pagamento de certas participações governamentais — ou, mais corretamente, de *parte* de algumas participações especiais — no regime da concessão. Ali o sinalagma, fundado nas mesmas posições jurídicas básicas, é realizado pelas duas espécies do gênero “participações governamentais” que se referem, cada qual a seu modo, a (diferentes) elementos da produção de petróleo, os *royalties* e as participações governamentais.

A diferença, do ponto de vista conceitual (dogmático), está apenas na forma concreta de estruturá-lo (magnitude, critérios e procedimentos de cálculo etc.).

Desde uma perspectiva estritamente jurídica,²⁰⁸ a partilha é, tanto o pagamento (de parte) das principais participações governamentais sob o regime de concessão — *royalties* e participações especiais — quanto uma (contra)prestação contratual, devida pelos mesmos fundamentos jurídicos. Do ponto de vista da estrutura jurídica do *negotium*, em ambos os casos as partes se organizam em torno de um sinalagma comum, em que uma parte cede o exercício dos direitos de ação econômica que possui e a propriedade plena sobre o recurso natural (a União, *ex vi* arts. 177 e 20 da Constituição), enquanto que a outra aporta capital e trabalho para lograr produzir óleo.

E, mais importante ainda, em ambos os casos (óleo e *royalty*), a contraprestação toma a forma específica de uma *participação no resultado*.²⁰⁹

Quanto à partilha, novamente não resta grande dúvida de que se trata efetivamente disso; mas à mesma conclusão se há de chegar também relativamente às principais participações governamentais do contrato de concessão (os *royalties* e a *participação especial*). Isso se diz porque ambos são encargos que guardam direta relação com o resultado da exploração, o primeiro, em termos de volume;²¹⁰ o segundo, em termos de produtividade/lucratividade.²¹¹

O Supremo Tribunal Federal já teve ocasião, inclusive, de se pronunciar acerca da Compensação Financeira pela Exploração Mineral – CFEM (os *royalties* da mineração), instituída pela Lei nº 7.990/89 (para dar cumprimento ao §1º do art. 20 da Constituição). Asseverou o voto condutor que:

Na verdade — na alternativa que lhe confiara a Lei Fundamental — o que a Lei nº 7.990/89 instituiu, ao estabelecer no art. 6º que “a compensação financeira pela exploração de recursos minerais, para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral” não foi verdadeira compensação financeira; foi, sim, genuína “*participação no resultado da exploração*”, entendido o resultado não como o lucro do explorador, mas como aquilo que resulta da exploração (...).

Nada importa que — tendo-a instituído como verdadeira “participação nos resultados” da exploração mineral, a lei lhe haja emprestado a denominação de “compensação financeira” pela mesma exploração — outro termo da alternativa posta pelo art. 20, §1º da Constituição: cuidando-se de obrigação legal, de fonte constitucional, ainda que não seja tributo, é dado transplantar, *mutatis mutandis* para identificar a natureza da CFEM, a regra de hermenêutica do art. 4º, I, CTN, que adverte a irrelevância da denominação dada à exação.²¹²

Em síntese, em qualquer caso, o resultado será partilhado (em direta relação com a magnitude e as características da produção): na hipótese da partilha, reparte-se a produção *in natura*; na hipótese da concessão, *in pecunia* (com percentuais incidentes sobre a produção e/ou a produtividade do poço). A diferença, pois, situa-se no plano do objeto da prestação.

Há mesmo na história normativa da indústria do petróleo no Brasil, um prático e ilustrativo exemplo dessa semelhança de funções e propósitos jurídicos: até 1953, antes do monopólio da Petrobras criado pela Lei nº 2.004, aplicava-se no Brasil um sistema pelo qual empresas privadas eram admitidas às atividades de pesquisa e lavra de petróleo, mediante a celebração de contratos “de concessão”. Em razão de tais contratos os agentes adquiriam a propriedade do óleo produzido.

A contraprestação, nos termos do art. 108 do Decreto-Lei nº 366, de 1938, era construída pela incidência de um percentual sobre a produção e poderia ter por objeto, indiferentemente, o *produto in natura ou seu* equivalente em dinheiro (quase que se poderia dizer que nesta última hipótese, havia uma “compensação financeira” pelo abandono do óleo em favor do contratado). Era completamente irrelevante, sob a perspectiva do adimplemento contratual, que o objeto da prestação fosse em dinheiro ou óleo.²¹³ A diferença apenas provocava pequenas e marginais adequações em certas obrigações das partes, como, por exemplo, a possibilidade de o Governo Federal destilar seu petróleo nas usinas do concessionário, pelo preço de custo, acrescido de um percentual de 5% (art. 108, §4º do Decreto-Lei nº 366/38).

Em outras palavras, para alterar o *objeto da prestação* não se fazia necessário alterar o *modelo de contrato* (a disciplina jurídica “total”), nem modificar a causa, fundamento ou a estrutura da correlação das prestações.²¹⁴

É em razão dessa equivalência de funções — em linguagem econômica: diferentes modos de apropriação de renda pelo poder público; em linguagem jurídica: formas diferentes de contraprestações — entre pagamento de *royalties* (e participação especial), e divisão do óleo que normalmente o contrato de partilha de produção não contempla os primeiros.²¹⁵

Como referido acima, há no direito brasileiro, porém, previsão de pagamento de *royalties*, além da partilha do óleo (art. 42, inc. I).²¹⁶ Como entender isso?

Prima facie, tratar-se-ia de uma simples cumulação de encargos — de uma maior *participação do poder público* no resultado da exploração, como pode fazer crer uma leitura isolada do art. 2º, inc. XIII da lei.

Há, porém, uma peculiaridade no arranjo brasileiro que parece retirar esse caráter contraprestacional do pagamento *in pecunia*: nos termos dos arts. 2º, incs. I e III; 10, inc. III, d; 15, inc. V e 29, inc. V, a importância paga como *royalty* será recuperada pelo contratado.

Se assim é, em última análise, quem suporta esse encargo não é o privado, mas a própria União, na forma de diminuição do excedente em óleo (que se “comprime” com a introdução de um novo elemento a ser abatido da produção).

Mas então calha indagar qual o propósito desse pagamento, visto que, normalmente, o *royalty* é justamente uma compensação ao proprietário pelo exaurimento de sua riqueza.

A chave para compreender sua função no contrato está no §1º do art. 42, que qualifica o *royalty* como uma das hipóteses do §1º do art. 20 da Constituição (e, equivocadamente, como “compensação financeira”, segundo entendimento do Supremo Tribunal Federal, referido acima) e, como tal, submetido à exigência constitucional de repartição federativa.

Essa referência parece indicar que, no contrato de partilha, os *royalties* existem para dar satisfação ao §1º do art. 20 da Constituição, nada mais.

Vale dizer: uma vez que a Constituição determinou a partilha do resultado da exploração de petróleo entre os diversos entes federados — nada obstante seja federal o bem — o legislador procurou afastar a incidência do dispositivo constitucional do âmbito da partição do óleo *in natura*, criando, para isso, um específico encargo de natureza pecuniária, a ser distribuído entre Estados, Municípios (e “órgãos da União”). Trata-se de um encargo que não pesa sobre o privado, mas sobre a própria União... Quase é possível dizer que os *royalties*, aqui, não têm natureza contraprestacional, pois, perante o proprietário do recurso natural, são considerados contratualmente como custos a serem suportados pelo proprietário do recurso natural (a União).

Nesse sistema, obscurece-se o caráter evidente de “participação no resultado” do principal elemento econômico do negócio (a partilha do óleo), e cria-se — quase se poderia dizer *ad hoc* — uma “compensação financeira” para cumprir o mandamento constitucional estampado no §1º do art. 20, sem, porém, levantar-se questão acerca da necessidade (ou não) de trazer para a esfera deste dispositivo, também e sobretudo, a própria partilha do óleo.²¹⁷

Não se pretende resolver os inúmeros problemas suscitados por essa formulação, mas chamar a atenção para um aspecto que pode ser considerado quando da decisão acerca da distribuição federativa da renda do petróleo, ainda por ser tomada pelo Congresso Nacional.

Para os propósitos imediatos deste estudo, pode-se resumir os resultados das considerações precedentes da seguinte forma:

- no direito brasileiro, contrato de partilha de produção e contrato de concessão possuem os mesmos fundamentos constitucionais, a mesma estrutura sinalagmática e a mesma causa jurídica;
- há uma diferença no âmbito do *objeto* da prestação, na fase de produção; num caso, é pecuniária (“participações governamentais”: *royalties* e participações especiais, que incidem sobre o resultado); noutro é *in natura*.
- há, porém, no contrato de partilha construído pela Lei nº 12.351/10, dois encargos econômicos que gravam o privado:

- a partilha propriamente dita, que configura uma efetiva

contraprestação;

- os *royalties* que também se relacionam com a produção de petróleo, mas que por serem suportados pela União, não possuem esta natureza.

Estabelecidas essas questões de cunho marcadamente especulativo e abstrato, o ponto seguinte ocupa-se de verificar quais foram os critérios, orientações e diretrizes oferecidos pela Lei nº 12.351/10 acerca da repartição concreta do óleo produzido, o primeiro e mais fundamental elemento econômico do contrato.

V.6.3 As diretrizes econômicas para a partilha dadas pela Lei nº 12.351/10

A fase de produção é marcada por uma ineliminável tensão entre o contratante e o contratado, em torno da divisão do recurso natural.

Tal como estruturado o contrato de partilha, o contratado tende a reforçar a parcela de custos (da qual se apropria exclusivamente, a título de “custo em óleo”) e o contratante aquela do excedente (que divide com o contratado). Aqui apresentam-se com interesses tendencialmente divergentes duas criaturas da União, a Petrobras (contratada e operadora única) e a PPSA (representante da União, titular do óleo).

Dada a estrutura subjetiva estabelecida pela Lei nº 12.351/10, essa tensão deverá se resolver, originariamente, no âmbito do Consórcio estabelecido entre as partes (cfe. supra) e, mais especificamente, no Comitê Operacional, em que a PPSA tem preponderância (art. 23, parágrafo único). A solução será encontrada por votação relativa aos itens elencados no art. 24, ou na forma de resolução de controvérsias, prevista em contrato (art. 29, inc. VIII). Em último caso, no âmbito “externo” de solução de litígios, que também deverá estar disciplinado no negócio (art. 29, inc. XVIII).

O controle dessa partilha é um mecanismo em parte estabelecido na lei, em parte no contrato e, sobretudo, no cotidiano das atividades realizadas pela Petrobras e fiscalizadas pelo Comitê. Para que seja bem realizado este controle, estabeleceu a lei, nas duas fases do contrato, os “programas”, “planos”, “orçamentos”, “procedimentos de fiscalização”, as “regras de contabilização” e o fluxo de informações, já referidos antes.

No direito comparado são inúmeras as formas de partilha do recurso natural, determinadas pela criatividade dos países produtores e por diferentes fatores do contexto em que serão executados. Características geológicas da área (maior ou menor risco); estabilidade e tradição regulatória do país; situação do mercado internacional, em termos de outras ofertas exploratórias e/ou da demanda e preços do petróleo; capacidade técnica da burocracia governamental para gerir e controlar contratos dessa natureza, dentre outros elementos, são todas variáveis que determinam a multiplicidade de arranjos de partilha existentes hoje no mundo.

Diante desse panorama e das previsíveis necessidades de adaptações nos arranjos de partilha que serão feitos ao longo do tempo no Brasil, a Lei nº 12.351/10 deu ao Poder Executivo — MME, CNPE e Presidência da República²¹⁸ — grande margem de liberdade de conformação (discricionariedade).

Vários dispositivos se contentam-se em referir que o contrato conterá a “proporção”, as “condições”, “limites” e “prazos” para a divisão do óleo.²¹⁹ Sequer definiu a lei se haverá um modelo único para todos os contratos ou se cada um (em diferentes licitações) poderá seguir um arranjo específico (adequado, p.ex., ao bloco ou à área do pré-sal que está sendo licitada).

Em todo o caso, se foi pobre não foi desprovida de balizas a lei.

Assim é que determinou que todo o óleo produzido seja “etiquetado” em uma de duas rubricas possíveis: a) óleo custo; b) óleo lucro.²²⁰ De consequência, no Brasil não é possível um contrato de partilha em que a divisão se faça na base do puro percentual, um tanto ao contratado, um tanto ao poder público.

Por outro lado, não fixou a lei a *ratio* que se há de estabelecer entre cada “etiqueta” nem estipulou ou aprisionou o contrato a uma (a ser estabelecida) *ratio* fixa, para toda a duração da fase de produção. E tais (in)determinações são deveras importantes, na medida em que as variações permitiriam “sazonalizar” o contrato, para que se expandam ou contraíam as duas parcelas, em função de variáveis como o tempo de produção, o montante e/ou o valor do óleo lavrado. Tudo o que o Ministério de Minas e Energia deve estabelecer é o *percentual mínimo* do excedente em óleo que fica com a União (art. 10, inc. III, b).

Depois, estabeleceu a lei os grandes grupos de elementos que poderão ser abatidos: investimentos, custos e *royalties*; expressamente excluiu o bônus de assinatura (art. 42, §2º) e misteriosamente referiu-se a “atividades, por conta e risco do contratado, que não implicarão qualquer obrigação para a União ou contabilização no custo em óleo” (art. 29, inc. X). Estabeleceu também as atividades que os ensejam: pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações.

Por outro lado, não pretendeu entrar nos detalhes desses grupos nem na forma de calculá-los, remunerá-los e contabilizá-los, deixando essas tarefas para o contrato (para o MME, CNPE e Presidência da República). Também não fixou o ritmo da recuperação dos custos — questão relacionada com a *ratio* “óleo custo”/“óleo lucro”, vista acima.²²¹

Em síntese, o que se pode dizer juntando vários dispositivos da Lei nº 12.351/10 é que, nos termos do contrato, serão considerados à conta do “óleo custo” todos aqueles investimentos e custos de atividades que: a) estiverem relacionados com as tarefas de pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações; b) devidamente programados ou planejados e orçados (nos diferentes programas e planos); c) que tiverem sido realizados em conformidade com tais padrões; d) e, finalmente, que forem corretamente contabilizados.

Já por esse breve panorama é possível ver a dificuldade que a divisão do óleo encerra e os desafios que aguardam não apenas o regulador (ANP), mas também a nova empresa a ser criada como guardiã dos interesses da União (PPSA).

VI A comercialização do óleo da União

Em apenas dois artigos disciplinou a Lei nº 12.351/10 um ponto muito delicado e crucial do novo estado de coisas proporcionado pelo contrato de partilha: o destino que a União dará ao óleo que

recebeu, nos termos da partilha (acima).

Sucintamente, a lei informa no art. 46 que o petróleo será comercializado segundo regras de direito privado, mas em observância das diretrizes estabelecidas pelo CNPE, nos termos do incs. VI e VII do art. 9º. Curiosamente, aí se verifica que tal comercialização apenas para o gás natural deverá ser feita “observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional” (art. 9º, inc. VII); nesse ponto, a lei é silente para o petróleo (art. 9º, inc. VI).

Depois, no parágrafo único deste mesmo art. 46, reconhece a possibilidade de mais um privilégio para a Petrobras, ao admitir que a PPSA contrate diretamente a petroleira (dispensada a licitação), para realizar a negociação do bem. Encerra (art. 47) com uma disposição acerca da destinação do produto da venda, que deverá engrossar os recursos do Fundo Social.

A singeleza dos dispositivos suscita algumas dúvidas.

Em primeiro lugar, a lei não informa sobre todas as possibilidades que se abrem à União, na qualidade de proprietária do recurso, não mais *in situ*, mas lavrado.

Assim como pode ela vendê-lo como tal (óleo cru), poderia refiná-lo e vender seus derivados?²²² E neste caso, a venda poderia ser no “atacado” ou no “varejo”? Para todas essas opções estaria a via da contratação direta da Petrobras disponível? Poderia a União fazer usos diferenciados do petróleo e/ou de seus derivados, para beneficiar determinados segmentos econômicos, com propósitos de implementação de políticas públicas desenvolvimentistas?

Essas são todas questões que possivelmente surgirão e que deverão ser enfrentadas pela regulação vindoura.

VII O Fundo Social

O Fundo Social, regulado entre os arts. 47 a 60 da Lei nº 12.351/10, constitui-se na *cléf de voûte* da disciplina jurídica da produção de petróleo nas áreas do pré-sal e estratégicas, no que respeita à apropriação, pela sociedade, dos ganhos advindos da exploração do petróleo, recurso natural finito; ainda que a titularidade do óleo *in natura* seja, por si só, um elemento de extrema importância para o país, será certamente a gestão e manejo das chamadas “participações governamentais” e dos resultados da comercialização do óleo de propriedade da União que determinará (ou não) o gozo, pela sociedade, desta riqueza.

Propiciar tal gozo é a tarefa do Fundo Social, ente de natureza meramente contábil — não dotado de personalidade jurídica — e vinculado à Presidência da República.²²³ Seu sucesso depende, em grande medida, da magnitude da produção de óleo e de seu valor — variáveis que determinam a quantidade de ingressos —, da prudência e eficiência dos investimentos feitos em ativos rentáveis e, por fim, da boa inversão das rendas provenientes desses investimentos em projetos sérios e exequíveis afetos aos objetivos do Fundo Social, todos eles relacionados a algum direito fundamental.

São ingressos do Fundo Social (além daqueles que advirão da comercialização do óleo da União):²²⁴ (i) uma parte do bônus de assinatura, nos termos do respectivo contrato de partilha²²⁵

(a outra parte será destinada à PPSA, cfe. art. 7º, inc. I da Lei nº 12.304/10); (ii) uma parte dos *royalties* que cabem à União sob o regime de partilha (já descontada a parte devida aos Estados e Municípios), nos termos de um futuro regulamento — que deverá identificar a parte deste montante que será destinado aos “órgãos específicos” da União;²²⁶ (iii) a totalidade dos *royalties* devidos à União, relativamente às áreas do pré-sal exploradas sob o regime de concessão;²²⁷ (iv) a totalidade da participação especial devida à União (*i.e.*, já descontada a parte devida aos Estados e Municípios), relativamente às áreas do pré-sal exploradas sob regime de concessão.²²⁸ Completam a lista os resultados das aplicações financeiras que fizer (o Fundo Social) e quaisquer outros recursos que vierem a lhe ser destinados por lei.²²⁹

Esses recursos — ou melhor, as rendas ou resultados que as aplicações com eles feitas vierem a gerar — serão utilizados para variadas finalidades,²³⁰ pois o Fundo Social tem um caráter misto e se presta a:²³¹

- constituir poupança de longo prazo;
- atenuar flutuações de renda e preços na economia nacional ocasionados pelas flutuações de preço e produção de petróleo (e de outros recursos naturais não renováveis);
- realizar ações de desenvolvimento social nas áreas de *educação, cultura, esporte, saúde, ciência e tecnologia, meio ambiente*, bem como promover ações de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.²³²

Para realizar tais objetivos, o primeiro passo é, como dito, estabelecer uma saudável política de investimentos do Fundo Social. As balizas para tanto foram estabelecidas, em certa medida, na Lei nº 12.351/10.

Nos termos do art. 50, *caput*, tal política do Fundo deve ter “por objetivo buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar sua sustentabilidade econômica e financeira”, bem como orientar-se no sentido de uma aplicação preferencial dos recursos no exterior (sobretudo para atender ao objetivo indicado no art. 48, inc. III), circunstância esta última que qualifica o fundo como “soberano”, nos termos da literatura especializada.²³³

Concretamente, as decisões de investimento serão tomadas pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (CGFFS). É este órgão — cuja composição será fixada em ato do Poder Executivo, observadas certas exigências mínimas²³⁴ — que deve determinar o montante a ser resgatado anualmente; a rentabilidade mínima esperada; o tipo e o nível de risco que poderão ser assumidos na realização dos investimentos; os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no exterior e no País; e, ainda, a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e os objetivos definidos nesta lei.²³⁵

Na execução de seus investimentos, a lei ainda faculta ao Comitê de Gestão Financeira a contratação de instituições financeiras federais para atuarem como operadores do Fundo Social — as quais serão remuneradas para tanto²³⁶ — assim como admite que a União participe, com recursos do Fundo Social, de fundos de investimento específico, dos quais seja cotista única.²³⁷

Isso no que respeita aos investimentos. Quanto às aplicações em ações que realizem as finalidades elencadas nos arts. 47 e 48, há de se observar o seguinte.

Em primeiro lugar, os recursos investidos nos objetivos indicados acima devem ser constituídos das *rendas* propiciadas pelos investimentos realizados sob a direção do Comitê de Gestão Financeira, salvo em circunstâncias especiais.²³⁸

Em segundo lugar, e relativamente aos objetivos do art. 47 (de desenvolvimento social), as decisões concretas acerca das diferentes possibilidades e alternativas deverão ser tomadas levando em consideração um interesse específico no desenvolvimento de áreas mais carentes (eliminação das desigualdades regionais),²³⁹ bem como deverão priorizar projetos e programas (nas áreas indicadas) que apresentem metas, prazos de execução e planos de avaliação, os quais terão sua execução fiscalizada e serão passíveis de mensuração de seus efeitos nas populações beneficiárias.²⁴⁰ Além disso, tais programas e projetos devem observar o Plano Plurianual, a Lei de Diretrizes Orçamentárias e as respectivas dotações deverão ser consignadas na Lei Orçamentária Anual.²⁴¹

De tudo isso cuidará o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFFS), órgão encarregado de “propor ao Poder Executivo (...) a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do Fundo Social”.²⁴² O CDFFS será composto por membros não remunerados, determinados em futuro regulamento a ser editado pelo Poder Executivo.²⁴³

A Seção IV, destinada ao Fundo Social termina com alguns dispositivos muito sensíveis em matéria de governança dos fundos soberanos, relativos à transparência das suas operações: mais uma vez o Poder Executivo é chamado a exercer competências no âmbito das matérias tratadas pela Lei nº 12.351/10, pois cumpre-lhe definir as regras de supervisão do Fundo Social, sem prejuízo da fiscalização que devem realizar outras instâncias competentes e sem prejuízo da elaboração semestral das demonstrações contábeis pertinentes²⁴⁴ e do encaminhamento, pelo Executivo, de relatório de desempenho do Fundo Social ao Congresso Nacional.²⁴⁵

Este o conteúdo básico da Lei nº 12.351/10.

VIII Algumas reflexões para o futuro

Como referido no início deste já longo estudo, seu objetivo foi o de oferecer um primeiro contato com os temas regrados pela Lei nº 12.351/10. A sua natureza meramente descritiva e genérica — aliada à própria (e compreensível) configuração aberta de grande parte dos dispositivos da lei — torna imprópria nesta sede uma análise crítica, de correção jurídica, dos problemas e soluções aportados pelo novo diploma.

Nada obstante, esta mera narrativa mais ou menos ordenada dos dispositivos da Lei nº 12.351/10 permite identificar algumas tendências ou características das novas figuras introduzidas no panorama setorial da exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

A mais saliente delas talvez seja o reequilíbrio (ou, para os críticos, o *desequilíbrio*) institucional que aponta para (i) um incremento da presença do poder público; (ii) federal; (iii) localizado, mais

precisamente, na esfera do Poder Executivo e, em última análise, da Presidência da República.

No novo regime, o poder público não se limita mais a monitorar a livre apropriação da totalidade do óleo pelo privado, mas torna-se agente econômico que maneja o recurso natural extraído. Não é mais puramente um “regulador/fiscalizador”, mas sujeito que incide diretamente no mercado, seja vendendo seu estoque de óleo, seja realizando atividades subsequentes, de refino, venda, distribuição. Da mesma forma, antes mesmo de configurar-se como “dono do petróleo”, o poder público se manifesta no seio do próprio contrato, em seu dia a dia, por meio da presença forte e marcante da PPSA no Consórcio do Contrato.

Ao lado, pois, da presença tradicional, há essa outra, de cunho propriamente empresarial, que se completa com o papel de protagonista da Petrobras que recebe funções especiais e prerrogativas inexistentes sob o regime da Lei nº 9.478/97. No modelo instituído pela Lei nº 12.351/10, nossa *National Oil Company* não é mais simplesmente um “agente (econômico) como os outros”, mas (também) verdadeiro instrumento de políticas públicas setoriais.

Sob outra perspectiva, reforçam-se as instâncias *políticas* do poder público, em detrimento daquelas propriamente *regulatórias*, nos termos da nova repartição de competências entre a Agência, Ministério de Minas e Energia, Conselho Nacional de Política Energética e, finalmente, Presidência da República.

A bem guardar, a lei também trouxe modificações — ao menos conceituais, senão empíricas — sensíveis no arranjo federalista. Do universo possível das “participações no resultado” aquinhoou a União com o óleo, enquanto aos demais Entes Federativos deixou o *royalty* (sem participação especial). A luta que se avizinha entre os Estados e Municípios brasileiros é, apenas, por esta parcela.

O corolário desse novo estado de coisas é que a participação privada assume uma nova configuração, radicalmente diferente daquela conformada pela Lei nº 9.478/97. Empresas privadas agora adquirem parte do óleo produzido em troca, sobretudo, do aporte de capital que fizerem nas atividades de pesquisa e exploração, eis que não mais executam as operações. Certamente não são meras investidoras/espectadoras, pois tomam parte nas decisões tomadas ao longo do contrato, no âmbito do comitê do consórcio, mas seu poder de gestão diminuiu sensivelmente.

A complexidade é também outro traço característico do arranjo trazido pela Lei da Partilha. No novo marco, mais entes (pessoas e/ou órgãos) estão presentes não só na elaboração do contrato e em sua licitação, mas também ao longo de sua vida. À natural e ineliminável tensão público/privado, acumula-se aquela que se poderia qualificar público/público, a qual se pode manifestar em acomodações envolvendo Petrobras, PPSA, ANP, MME, CNPE e *così via*.

Por fim, uma nota para o futuro: seria de se esperar que, com a introdução de novas modalidades contratuais de exploração e produção de petróleo surja também um esforço doutrinário, de recolher todas as possibilidades em uma *teoria geral dos contratos de exploração de recursos naturais*, a ser elaborada a partir de uma sólida base normativa, em particular, relativamente ao aproveitamento de três recursos naturais: aproveitamento de potenciais hidráulicos (água); hidrocarbonetos (petróleo e gás) e minérios. Indicações constitucionais para tanto não faltam.

1 O autor agradece de modo particular à Daniela Ferreira Marques, Advogada da União responsável pela área de petróleo e gás da Consultoria Jurídica do Ministério de Minas e Energia, pelas preciosas contribuições que fizeram com que o texto saísse com menos falhas do que originalmente continha.

2 A menos que expressamente indicado, a referência a petróleo alcança também o gás natural.

3 E outras áreas que vierem a ser consideradas “estratégicas”, cf. adiante.

4 Em particular, nesta área que está sendo considerada a “próxima fronteira” da exploração de petróleo no mundo.

Daniel Yergin, na sequência de seu primeiro livro, *The Prize* (no qual pouco ou nada referiu do Brasil), faz as seguintes observações acerca do significado do evento: “The Presalt: The Next Frontier – Brazil is on the track to become one of the world’s major oil producers, exceeding Venezuela, which for almost a century has been the dominant producer in Latin America. (...)”

If development proceeds more or less as planned and there are no major disappointments, Brazil could, within a decade and a half, be producing close to six million barrels per day, which would be twice the current output of Venezuela. The investment would be huge — half a trillion dollars or more — but it would catapult Brazil to the top rank among the world’s oil producers, making it one of the foundations of the world supply in the decades ahead” (*The Quest: energy, security and the remaking of the modern world*. Nova Iorque: Penguin, 2011. p. 252-253).

5 E acessoriamente, a Lei n. 12.304/10, na medida em que a PPSA é parte do arranjo da partilha.

6 A distribuição de combustíveis não estava aí incluída e era considerada, à época do monopólio, apenas como atividade de *utilidade pública*, nos termos do art. 1º do Decreto-Lei n. 395, de 1938.

Na Constituição de 1988 a tradição continuou, pois a distribuição ficou fora do monopólio e é objeto, somente, de disciplina legal, regulação e fiscalização pelo Estado (art. 238 c/c art. 174) que, porém, deve garantir o fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional (art. 177, §2º, inc. I).

7 A Constituição de 1967 instituiu expressamente o monopólio da pesquisa e lavra de petróleo no território nacional (art. 162). Não referiu as outras atividades apontadas na Lei de 1953 (refino, importação, exportação e certos tipos de transporte), mas tal omissão nunca foi considerada rejeição do caráter reservado destas outras atividades. Em 1988 a Constituição recepcionou mais amplamente o conteúdo do art. 1º da Lei n. 2.004/53.

8 A *publicatio* do bem, petróleo, já fora feita pelo Decreto-Lei n. 366, de 1938. As Constituições brasileiras anteriores àquela de 1988 não positivaram expressamente esta diretriz, sem, no entanto, repudiá-la. Sua constitucionalização só ocorreu em 1988.

Sobre o tema, v. BERCOVICI, Gilberto. *Direito econômico do petróleo e dos recursos naturais*. Rio de Janeiro: Quartier Latin, 2010, especialmente cap. 3; e também LOUREIRO, Gustavo

Kaercher. *As participações governamentais na indústria do petróleo: evolução normativa*. Porto Alegre: Sergio Antonio Fabris, 2012.

⁹ Circunstância esta que, porém, não impede que os resultados da exploração econômica respectiva sejam repartidos entre diversos entes federados, cf. art. 20 §1º da Constituição.

¹⁰ Renuncia-se, neste estudo, a qualquer esforço hermenêutico mais amplo que envolva a aplicação de outros dispositivos da Constituição que guardam relação mais remota com as atividades de exploração e produção de petróleo. Para uma tentativa nesta direção que envolveu o conjunto das atividades econômicas ligadas à energia, v. LOUREIRO, Gustavo Kaercher. *Constituição, energia e setor elétrico*. Porto Alegre: Sergio Antonio Fabris, 2009. cap. II, A Constituição possui uma política energética?.

¹¹ Não é propósito deste estudo aprofundar o exame da categoria jurídica das atividades reservadas em favor do poder público federal (União).

Salienta-se, apenas, que, ao contrário do que por vezes sustentado, a pesquisa e a lavra não são originariamente atividades econômicas — nos termos em que entende este conceito Eros Grau, em: *A ordem econômica na Constituição de 1988*. 13. ed. São Paulo: Malheiros, 2009 — nem estão submetidas à incidência originária (*ex constitutione*), do princípio da livre iniciativa. Se tal princípio se aplica, isto se deve a uma decisão do legislador ordinário que desenvolve em uma determinada direção — a da competição — as indeterminações do texto constitucional que comportaria também outras soluções como o monopólio, p.ex.

Tais atividades — assim como todas aquelas elencadas no art. 21, especialmente incs. XI e XII da Constituição — configuram *atividades reservadas* que, sem necessariamente serem *serviços públicos* (art. 175 da Carta), são, em todo o caso, *competências públicas empresariais* que possuem um determinado núcleo normativo — de cunho publicístico — que não pode ser ignorado pelo legislador ordinário. Sobre essa categoria, v. LOUREIRO, Gustavo Kaercher. *Premissas para uma leitura integrada da indústria da energia na Constituição e para a identificação de uma política energética constitucional*. In: ARAGÃO, Alexandre Santos de (Org.). *Direito do petróleo e de outras fontes de energia*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011.

¹² Esta baliza na verdade foi disputada no direito brasileiro, especificamente para o petróleo, eis que se entendia que o art. 176, em princípio, aplicava-se apenas à mineração e a outros recursos minerais que não o petróleo, regulado isoladamente no art. seguinte, 177.

Atualmente vale para o petróleo em razão do pronunciamento do Supremo Tribunal Federal no julgamento da ADI n. 3.236.

Esta ação contestava, dentre outras coisas, o art. 26 da Lei n. 9.478/97, que, exatamente, atribuía a propriedade do produto da lavra ao concessionário. O Supremo Tribunal Federal, pelo voto condutor do Min. Eros Grau, entendeu possível esta passagem de propriedade (de pública *in situ*, para privada, uma vez ocorrida a lavra) por aplicação do art. 176, norma geral da mineração, ao setor do petróleo, numa relação “regra geral/regra especial”.

Para uma crítica contundente deste julgamento, v. BERCOVICI, Gilberto. *Direito econômico do petróleo, op. cit.*, p. 291 *et seq.*

[13](#) Ao instituir “monopólios de execução delegável”, a Emenda Constitucional n. 6/95 quebrou nossa tradição constitucional que assumia como traço característico do *monopólio* a circunstância de se tratar de atividades empresariais de titularidade pública cuja *execução* era indelegável, ao contrário de outras atividades econômicas de titularidade pública que poderiam ter seu exercício delegável (por concessão, normalmente).

Sobre isso, v. LOUREIRO, Gustavo Kaercher. Monopólio e serviço público nas Constituições brasileiras (1891-1934). *Revista de Direito Administrativo*, Rio de Janeiro, n. 256.

[14](#) Não apenas o petróleo: energia elétrica, a partir de suas várias fontes e também biocombustíveis etc., cfe. arts. 1º e 2º da Lei n. 9.478/97.

[15](#) Cotejando-se as competências originais (1997) do CNPE, com aquelas da ANP, essa divisão ideal fazia-se bastante clara.

Ao CNPE cabia propor ao Presidente da República sobretudo políticas nacionais relativas à promoção do “aproveitamento racional dos recursos energéticos do País” (art. 2º, inc. I); à garantia de suprimento de energia às regiões mais remotas do país (art. 2º, inc. II); à elaboração das diferentes matrizes energéticas das regiões nacionais (art. 2º, inc. III); ao aproveitamento de fontes específicas, como o gás natural, álcool, carvão e energia nuclear (art. 2º, inc. IV). Especificamente, no setor do petróleo, cabia-lhe “estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender as necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei n. 8.176, de 08 de fevereiro de 1991” (art. 2º, IV).

Já a ANP tinha por finalidade, genericamente, “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo” (art. 8º, em sua redação original).

Nessa qualidade, era ela a encarregada, dentre outras coisas, de: implementar a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional (art. 8º, I); promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção (art. 8º, II); regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas (art. 8º, III); fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente; (art. 8º, IX); estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento (art. 8º, X); organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo (art. 8º, XI); consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação (art. 8º, XII); e, sobretudo, *elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução*; (art. 8º, IV, grifos nossos).

[16](#) Art. 23 da Lei n. 9.478/97.

17 Apenas em caso de empate entre as ofertas de uma licitação, decidir-se-ia em favor da Petrobras, nos termos art. 42 da Lei n. 9.478/97.

18 O rol das participações governamentais encontra-se estabelecido no art. 45 da lei.

19 Art. 61; §1º da Lei 9.478/97. Adicionalmente, a lei previa, inclusive, uma série de medidas acessórias, de “despublicização” da Petrobras, como a obrigação de repassar o acervo de informações geológicas à ANP (art. 22), o dever de compartilhar dutos e terminais marítimos de escoamento de petróleo (art. 58), dentre outras.

20 Houve, ainda, a chamada *Rodada Zero*, uma espécie de “acerto de contas” da Petrobras com o Estado brasileiro, relativamente às áreas que se encontravam em poder da estatal (para pesquisa ou exploração) em razão do monopólio. O fundamento desse procedimento encontra-se nos arts. 31 *et seq.* da Lei n. 9.478/97 e seu resultado manteve a Petrobras com grande presença no panorama petrolífero brasileiro.

Para uma apresentação destes aspectos do setor petrolífero brasileiro, v. <<http://www.anp.gov.br/?id=2652>>.

21 O art. 6º, inc. XIII da Lei n. 9.478/97 define o *bloco* licitado como “parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de *profundidade indeterminada*, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural” (grifos nossos).

22 Para uma narrativa sobre os eventos que culminaram com o anúncio da Petrobras, v. o artigo: Um esqueleto no armário do Pré-Sal, de Lívia Amorim e Gustavo Kaercher Loureiro. Disponível em: <<http://www.gern.unb.br/index.php/publicacoes?controller=publications&task=show&modelkey=tabular&id=16>>.

23 Disponível em: <<http://siteempresas.bovespa.com.br/consbov/ArquivosExibe.asp?site=&protocolo=140478>>.

24 A Oitava Rodada, iniciada um ano antes do anúncio da Petrobras, em novembro de 2006, e suspensa por decisões liminares que discutiam questões ligadas à validade de certas cláusulas do edital de licitação (sem qualquer relação com a possível existência das jazidas do pré-sal) logo após a realização dos primeiros lances, até hoje permanece sem uma definição oficial acerca de seu prosseguimento.

Na ocasião foram arrematados alguns blocos que posteriormente vieram a ser incluídos no perímetro do pré-sal definido pela Lei n. 12.351/10.

Diante dessas circunstâncias e da suspensão judicial do certame, o Estado brasileiro ainda não tomou posição clara acerca da sorte da Oitava Rodada. Para uma perspectiva jurídica dos problemas suscitados na solução deste *imbróglio*, v. LOUREIRO, Gustavo Kaercher. Os princípios, a regra e a ordem: um exercício metódico aplicado à solução de um caso da indústria do petróleo. *Revista Brasileira de Direito Público – RBDP*, Belo Horizonte, ano 9, n. 33, abr./jun. 2011.

25 PL n. 5.938/09 – Partilha da Produção; PL n. 5.939/09 – Criação da Pré-Sal Petróleo S.A.; PL n.

5.940/09 – Fundo Social; PL n. 5.941/09 – Cessão Onerosa e Capitalização da Petrobras.

26 Exposição de Motivos, n. 7. Disponível em: <<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447936>>.

27 Exposição de Motivos, *cit*, n. 11.

28 Esse movimento societário poderia, ou não, se refletir em alteração do equilíbrio acionário existente, conforme os acionistas minoritários acompanhassem, ou não, a operação da União na proporção de suas participações.

29 A capitalização ocorreu em 24 de setembro de 2010 e foi, segundo informado pela Bolsa de Valores de São Paulo, a maior operação deste tipo já ocorrida (no mundo). Foram emitidas 2.294 bilhões de ações ordinárias e 1,78 bilhão de ações preferenciais, negociadas nas Bolsas de São Paulo e Nova Iorque. Segundo o Ministério da Fazenda, a capitalização elevou o valor de mercado da companhia para cerca de US\$220 bilhões.

30 Art. 9º, parágrafo único da Lei n. 12.276/10.

31 Art. 1º e art. 2º, inc. I.

32 A lei não estabelece de modo expresso qualquer vínculo entre as duas operações, a societária e a setorial. Não há, em particular, uma limitação ou identificação do montante da capitalização com o preço da cessão onerosa, mas é certo que elas são conexas e pensadas em conjunto, a segunda dependente da primeira e com prazo para ocorrer de até um ano após a edição da Lei n. 12.276/10 (cfe. art. 8º).

33 A expressão da lei é “prioritariamente”, cf. art. 1º, §3º.

34 Em verdade, a operação envolveu outros agentes da União e é mais complexa do que isso. Por conta da União, adquiriram ações o Tesouro Nacional, o BNDES e o Fundo Soberano do Brasil instituído pela Lei n. 11.887/08.

35 Além disso, poderia ter havido uma diferença econômica, devido às oscilações destes títulos, entre o momento em que foram emitidos e aquele em que “voltaram” ao Tesouro Nacional.

36 E de fato se seguiu. O contrato se encontra disponível, em versões em inglês e português, no site: <<http://www.petrobras.com.br/ri/Download.aspx?id=11200>>.

37 A lei não indica quaisquer parâmetros (art. 2º, inc. IV), restringindo-se a prever, no art. 3º, que sua determinação será precedida da confecção de “laudos técnicos”.

38 A identificação seria incorreta em razão da *causa* do pagamento. No caso do bônus de assinatura instituído pelo inc. I do art. 45 e regulado no art. 46 ele é devido incondicionadamente e sem qualquer relação com eventos futuros e incertos. No caso do contrato de cessão onerosa, está vinculado à produção, circunstância que explica e justifica a possibilidade de revisão contratual, também não presente no contrato de concessão. Vale dizer: no caso do contrato de cessão, o pagamento não é propriamente *pelo contrato*, como é no caso da concessão (art. 46),

mas por ele e, sobretudo, *pela (futura) produção*, sob certas condições que, se não ocorrerem, ensejam a possibilidade de alteração do ajuste.

39 Esses laudos foram realizados. A Petrobras contratou a empresa De Golyer & Mac Naughton e a União, Gaffney, Cline & Associates.

Para uma descrição e crítica da operação, v. Paulo Cesar Ribeiro Lima, *Descrição e análise do contrato de cessão onerosa entre a União e a Petrobras*. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/4745/descricao_analise_lima.pdf?sequence=1>.

40 Art. 2º, inc. V e parágrafo único da lei.

No contrato de partilha, tal revisão poderá ter como resultado a alteração do valor do contrato, de seu volume máximo, prazo de vigência ou percentuais mínimos de conteúdo local (Cláusula Oitava, item 8.1. do Contrato de Cessão), e será feita quando da descoberta comercial, nos termos da Cláusula Oitava, itens 8.2. *et seq.*

41 Questão que a lei não responde é o que ocorrerá quando a produção chegar a seu limite. Dependendo das circunstâncias (em particular, o momento) em que tal se dará, pode ser um contrassenso técnico e econômico simplesmente encerrar as atividades. Atuaria a Petrobras, nesse caso, como uma prestadora de serviços em benefício da União?

42 O que motivou uma Ação Direta de Inconstitucionalidade do Estado do Rio de Janeiro contra a Lei n. 12.276/10 (ADI n.º 4.492). O Estado insurge-se contra uma suposta interpretação da lei que estaria sendo feita pela Petrobras, reputada por ele incorreta. Em síntese, entende o Rio de Janeiro que não é possível suprimir ou deixar-se de prever a participação especial para as áreas cedidas à Petrobras, por força do conteúdo do art. 20, §1º, da Constituição.

43 Há apenas uma obrigação genérica de informação, prevista no art. 12 da lei.

44 Art. 7º, em que há ainda uma referência, sem maiores detalhes, aos possíveis acordos de unitização (parágrafo único).

45 É um capítulo, *Disposições Preliminares*, de apenas um artigo.

46 *Das Definições Técnicas*. Podem ser usadas como definições auxiliares, no que não forem incompatíveis com as determinações específicas da Lei n.12.351/10, os elencos constantes da Lei n.º 9.478/97 (art. 6º) e da Cláusula Primeira do Contrato de Cessão Onerosa.

47 Art. 10, III, c.

48 Ver adiante, Seção V, arts. 19-26.

49 *Do Regime de Partilha de Produção*.

50 As possíveis vias para a contratação: celebração do contrato de partilha diretamente com Petrobras, por decisão do Presidente da República, sob proposta do CNPE, ou licitação, em que esta

poderá participar (art. 8º, *caput* e incs. I e II); obrigatoriedade de participação da Petrobras como operadora dos blocos (art. 4º); regime da distribuição de riscos econômicos entre contratado e União (art. 5º; art. 6º, *caput*) etc.

51 Tomada de decisões anteriores à contratação: definição do ritmo da contratação e seleção dos blocos; incumbência de confecção do contrato; condução da licitação; gestão e fiscalização das atividades, dentre outras (arts. 9º-12).

Nesse passo, salientam-se as importantes e decisivas competências do MME e CNPE, relativas ao estabelecimento dos “parâmetros técnicos e econômicos” dos contratos que serão licitados (arts. 9º, inc. IV e 10, inc. III), quais sejam: a) os critérios para definição do excedente em óleo da União; b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União; c) a participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento); d) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos.

52 A contratante, União, representada pela PPSA (art. 21); o(s) contratado(s), Petrobras e eventuais agentes privados vencedores da licitação (art. 20), ou apenas Petrobras; configuração do Consórcio do Contrato e a estrutura e competências do respectivo Comitê Operacional do Consórcio (arts. 22 e 23, *caput*).

53 Dentre as quais, destacam-se:

- a definição do bloco objeto do contrato (art. 29, I);
- a obrigação de o contratado assumir os riscos das atividades (art. 29, II);
- o direito do contratado à apropriação do custo em óleo, em caso de descoberta comercial (art. 29, IV);
- os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos (art. 29, V);
- os critérios para cálculo do valor do petróleo — em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo (art. 29, VI);
- as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo (fundada em critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo (art. 29, VII);
- as atribuições, a composição, o funcionamento e a forma de tomada de decisões e de solução de controvérsias no âmbito do comitê operacional (art. 29, VIII);
- as regras de contabilização, os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção (art. 29, IX);
- o programa exploratório mínimo e as condições de revisão (art. 29, XII);
- os critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção, bem como dos respectivos planos de trabalho, incluindo os pontos de medição e de

partilha de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos (art. 29, XIII).

[54](#) Da individualização da produção.

[55](#) Das receitas governamentais no regime de partilha da produção.

[56](#) Da comercialização do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

[57](#) Do Fundo Social (FS).

[58](#) Art. 29, inc. I.

[59](#) Art. 2º, inc. I; art. 6º, *caput*; art. 29, inc. II.

[60](#) Art. 6º, *caput*; art. 29, II, *op. cit.*

[61](#) Art. 29, inc. IV, *op. cit.*; e art. 2º, I.

[62](#) Art. 29, inc. IV. Sobre uma aparente discrepância envolvendo especificamente a atividade de “desativação das instalações”, v. adiante, Seção V.1.

[63](#) Art. 29, incs. V, VI e VII.

[64](#) Art. 2º, inc. I; art. 5º; art. 6º, *caput*; art. 29, inc. II, *passim*. Diz-se “em princípio” porque a União poderá assumir riscos, nos termos do parágrafo único do art. 6º cf. adiante.

[65](#) Art. 8º §1º e §2º.

[66](#) Art. 2º, inc. VI.

[67](#) Art. 3º.

[68](#) Janeiro de 2012.

[69](#) No sistema do Decreto-Lei n. 366, de 1938, a União poderia demarcar áreas especialmente interessantes para o desenvolvimento da indústria, nas quais seriam aplicadas disciplinas jurídicas de caráter mais ou menos *ad hoc*. Confira-se: “Art. 116. É facultado à União reservar zonas presumidamente petrolíferas, dentro das quais não se outorgarão autorizações de pesquisa, nem concessões de lavra”. (...)

[70](#) Lembre-se de que, nos termos dos arts. 1º e 2º da Lei n. 9.478/97, ao CNPE compete apenas *propor* ao Presidente da República medidas que considerar adequadas para o cumprimento de suas tarefas e missões.

[71](#) Art. 10, *caput* e inc. II.

[72](#) Art. 9º, *caput*, incs. II e III.

[73](#) Art. 7º da lei. Seria o caso de indagar se e em que medida essa atividade preliminar da

Petrobras a colocaria em vantagem comparativa para uma futura licitação dessas áreas.

No âmbito mais geral do direito administrativo, a Lei n. 8.666/93, em seu art. 9º, proíbe que os autores dos projetos básicos participem das licitações, proibição essa que não vigora, por expressa disposição de lei especial, no âmbito da contratação de concessões de serviços públicos (art. 31 da Lei n. 9.074/95). v. tb. art. 22 da Lei n. 9.478/97.

É certo que a lei contém vantagens ainda mais significativas para a Petrobras, como a possibilidade de contratação direta, a condição de operadora única etc.

74 Art. 9º, inc. I da lei. De notar-se, *en passant*, que a lei não estabelece qualquer relação entre as atividades preliminares da Petrobras e sua contratação direta. Muito antes pelo contrário.

75 Deve ficar bem claro que esta contratação direta nada tem a ver com a cessão onerosa, outra "contratação direta" que beneficia a Petrobras, mas que é objeto de outra lei e dá ensejo a outro contrato que não o de partilha, cfe. acima. Em seu âmbito, a Lei n. 12.351/10 refere-se à *dispensa* da licitação, figura técnica específica, regulada genericamente no art. 24 da Lei n. 8.666/93.

76 v. tb. arts. 8º e 9º, incs. I e II.

77 Parágrafo único do art. 12.

78 Art. 10, inc. III, *b*.

79 Art. 14.

80 Nos termos do art. 8º, inc. IV da Lei n. 9.478/97, cabia à ANP "elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução". Não havia referência a competências "superiores" das instâncias ministerial e do Conselho.

81 Art. 36 da Lei n. 9.478/97.

82 Art. 16, inc. IV.

83 No que toca aos participantes, são admitidos todos os interessados que atendam aos requisitos dos arts. 16 e 17. A Petrobras, como já referido, poderá competir para incrementar o percentual mínimo de participação (art. 14) que, em cada contrato de partilha, lhe tiver sido atribuído pelo Ministério de Minas e Energia, nos termos do art. 10, III, *c*.

84 Art. 15, incs. X, XI, XII, XIII, XIV e XV.

85 Art. 11, *caput*, incs. II e III.

86 Art. 10, *caput*, incs. IV e V.

87 Art. 15. Como grande parte do conteúdo relevante do Edital relaciona-se com disposições propriamente contratuais, o exame de tais elementos será feito na seção seguinte, dedicada especificamente ao contrato de partilha.

[88](#) Art. 10, inc. III, *b* e art. 15, inc. III.

[89](#) Documento que indica o conjunto básico de atividades de pesquisa que o contratado se compromete a realizar no bloco que lhe foi adjudicado, cfe. adiante.

[90](#) Definido no art. 2º, inc. VIII como a “proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade”.

[91](#) Art. 10, inc. III, *e, f*. Ver também art. 15, incs. VII, VIII e IX e art. 29, XX.

[92](#) Art. 10, incs. IV e V, *in fine*.

[93](#) Quanto à União, de um lado, está presente “fora” do contrato, por meio de várias instâncias que possuem dinâmicas, interesses e competências próprias: Presidência da República, Conselho Nacional de Política Energética, Ministério de Minas e Energia e, também, a Agência Reguladora (ANP).

Essa complexidade se amplia ainda mais se à presença extra contratual se acrescenta aquela propriamente contratual, na qual se manifestam mais diretamente os interesses econômicos da União e de suas criaturas. Nesse plano avultam as suas qualidades (e prerrogativas) de proprietário do recurso natural e de empresário público, realizadas pela PPSA e Petrobras.

[94](#) A Petrobras recebe vantagens e encargos que a colocam numa posição jurídica absolutamente diferenciada em face dos demais agentes econômicos capazes de realizar atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil (as empresas puramente privadas). Ela aparece, pois, na Lei n. 12.351/10 também como um instrumento de ação da União, ao mesmo tempo em que se apresenta como uma organização empresarial.

Efetivamente, se é o “interesse público” o que a leva a ser contratada diretamente, por decisão da Presidência da República (mediante sugestão do CNPE, cfe. art. 8º, inc. I; art. 9º, inc. II; art. 12), e a ser eventualmente a única responsável pela comercialização do óleo que caberá à União (art. 45, parágrafo único), por outro lado ela é também a “contratada” e operadora única, responsável por investimentos, atividades e, em caso de descoberta comercial, destinatária de parcela da produção no montante necessário para seus custos e ainda de parte do excedente em óleo.

Nessa última condição, de empresária investidora, é palpável a possibilidade de divergências com a PPSA, sua estatal coirmã.

[95](#) A União firma o contrato, por intermédio do MME, cfe. art. 8º, *caput*.

[96](#) Art. 6º da Lei n. 12.304/10.

[97](#) E fiscalizada pela Controladoria Geral da União e Tribunal de Contas, cfe. art. 17 da Lei n. 12.304/10.

[98](#) O objeto da PPSA é duplo e alcança também a gestão dos contratos de comercialização do

produto da lavra realizada sob o contrato de partilha, nos termos do art. 2º da Lei n. 12.304/10.

[99](#) Parágrafo único do art. 2º da Lei n. 12.304/10.

[100](#) Art. 29, inc. XIV.

[101](#) Da mesma forma, pense-se no relacionamento que terão Petrobras e a ANP e mesmo PPSA e ANP. Em particular, comparem-se as competências da ANP previstas nos incs. V e VI do art. 11 da Lei n. 12.351/10 com aquelas da PPSA previstas no art. 4º, I, c e d da Lei n. 12.304/10. Não é difícil enxergar aí, como já referido, a possibilidade de conflitos e tensões.

[102](#) Art. 10, inc. III, c;

[103](#) Art. 20, §§1º, 2º e 3º.

[104](#) Art. 19, §3º. É importante atentar para a extensão dessa responsabilidade solidária: refere-se apenas aos possíveis danos ocasionados ao longo das atividades de execução do contrato ou alcança também os aportes a que estão obrigados os contratados, para realização das atividades de pesquisa e lavra? A lei não esclarece essa questão que é bastante sensível, especialmente para a Petrobras.

[105](#) Em princípio, trata-se de um *privilégio* atribuído à Petrobras. Mas, ao mesmo tempo, pode se tornar um pesado fardo capaz de colocar em questão a capacidade técnica e econômica da empresa. A linha divisória entre um e outro será traçada, dentre outras circunstâncias, pelo ritmo de exploração (controlado pelo Poder Executivo) e pela qualidade da proposta vencedora da licitação à qual a Petrobras adere.

[106](#) Sobre esse ponto, v. o Contrato de Cessão Onerosa, capítulo V, especialmente Cláusulas 19 e 23.

Também pode ser de ajuda a leitura do art. 25 da Lei Geral das Concessões de Serviços Públicos, que faculta ao concessionário a contratação de terceiros para a realização de tarefas "inerentes" "acessórias" ou "complementares" à concessão, sem afastamento da responsabilidade do titular da concessão.

[107](#) Em busca da autossuficiência no abastecimento nacional de petróleo e em face dos altos custos e da falta de tecnologia adequada para a exploração de petróleo *offshore*, a Petrobras realizou, a partir de meados da década de 70 do século passado, uma série de "contratos de serviço com cláusula de risco", com *international oil companies*, para exploração das bacias oceânicas do litoral brasileiro. Tal prática não parece ter sido considerada como ofensiva ao monopólio, mas foi expressamente rejeitada pelos Constituintes de 1988, com a redação original do §1º do art. 177. Sobre o tema, v. CARVALHO, Getúlio. *Petrobras: do monopólio aos contratos de risco*. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1977.

[108](#) Arts. 15, inc. inc. IV; 19, 20, *caput* e art. 21.

[109](#) Art. 29, inc. VIII.

[110](#) E condiciona a própria celebração do contrato de partilha à sua prévia formalização, cfe. art. 26.

[111](#) Sobre o tema, v. o pioneiro trabalho de RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

[112](#) Arts. 22 e 23.

[113](#) Art. 25.

[114](#) Lei n. 9.478/97, arts. 37, inc. I e 43, inc. I.

[115](#) Certo parece estar o Contrato de Cessão Onerosa, em sua Cláusula Segunda, item 2.1.: “*Este contrato tem por objeto a cessão onerosa, à Cessionária, do exercício das atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos localizados na área do Pré-Sal*” (grifos nossos).

[116](#) A menos que ocorra o incidente da *individualização da produção* (adiante), caso em que o óleo poderá advir de blocos adjacentes.

[117](#) Art. 29, inc. XIX.

[118](#) Nos termos da Cláusula Quinta, itens 5.2. e 5.3., o contrato de cessão onerosa terá duração de 40 anos, prorrogáveis por mais cinco, nas seguintes hipóteses: ocorrência de caso fortuito ou força maior; atraso na obtenção de licença ambiental, imputável exclusivamente ao órgão ambiental; suspensão das atividades, por determinação da ANP, em certas circunstâncias, ou ainda “alteração das condições geológicas previstas para o respectivo Bloco ou área”.

[119](#) Art. 29, inc. XI. Como não há previsão de ampliação do prazo total, ao que tudo indica a ampliação da fase de pesquisa se faz em detrimento da fase de produção.

A título de comparação, o contrato de Cessão Onerosa fixa prazo para exploração, estabelecido em 4 anos, e admite a possibilidade de sua prorrogação por mais 2 anos (Cláusula Décima, item 10.2.).

[120](#) Em relação à duração da fase de exploração, pode-se usar subsidiariamente o parágrafo único do art. 37 da Lei n. 9.478/97: “O prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I deste artigo, será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco”.

[121](#) Art. 27, incs. I e II.

[122](#) Art. 29, inc. XVII.

[123](#) *Ad instar* dos contratos de concessão e de Cessão Onerosa, são hipóteses possíveis de infringências contratuais a ensejarem a aplicação de penalidades, as seguintes: não realização do programa exploratório mínimo; não realização do investimento previsto e não atendimento às normas de segurança ambiental e de trabalho”.

[124](#) A Resolução ANP n. 234, de 2003, fixa, em seu art. 3º, um rol de penalidades referidas ao descumprimento de obrigações, pelo concessionário, previstas no contrato regido pela Lei n. 9.478/97.

[125](#) De qualquer sorte, essa garantia é de índole *contratual* e não se confunde com aquela prevista para assegurar a seriedade da participação do agente na licitação (art. 15, inc. XIII).

[126](#) Sobre o tema, na Lei n. 9.478/97, v. a seção 11 da obra *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás* ("Direito ambiental"), *op. cit.*

[127](#) Art. 10, inc. III, e.

[128](#) art. 15, inc. VIII.

[129](#) Sobre o tema, na Lei n. 9.478/97, v. a seção 10 da obra *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*, *op. cit.*

[130](#) Responsabilidade objetiva, nos termos do art. 14, §1º, da Lei n. 6.938/81. Mais amplamente em: ANDRADE, Ana Brígida Viella de. A responsabilidade civil nas atividades petrolíferas: questões interessantes; e DIAS, Rui Berford. Responsabilidade civil na Lei do óleo. *In*: ROSADO, Marilda. *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

[131](#) Grande parte das considerações gerais aqui formuladas vale também para a fase de produção. O leitor deverá ter isso em mente quando da leitura da seção pertinente.

[132](#) A pesquisa é definida pela Lei nº 9.478/97, em seu art. 6º, inc. XV.

[133](#) A Lei n. 9.478/97 relaciona a realização de poços exploratórios com a existência de um "prospecto", definido por ela no art. 6º, inc. XII, da Lei n. 9.478 como uma "feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural". A Lei n. 12.351/10 não fez tal referência.

[134](#) Decreto-Lei n. 227/67. A autorização de pesquisa, disciplinada pelos arts. 13-35 garante ao pesquisador, em caso de sucesso, uma legítima expectativa, mas não o direito, de obter a concessão de lavra, regulada nos arts. 36 a 58.

[135](#) Art. 29, inc. IV.

[136](#) Art. 42, §2º.

[137](#) Em verdade, a Lei n. 12.351/10 não possui dispositivo que regule a sorte dos dados obtidos com a atividade de exploração. É, porém de se supor que a questão receberá a mesma solução que foi positivada no contrato de cessão onerosa. Nesse ajuste "Todos os dados referentes à Fase de Exploração deverão ser entregues pela Cessionária à ANP, nos prazos e condições estabelecidas em normas regulatórias editadas pela ANP" (Cláusula Décima, item 10.7.).

[138](#) Art. 2º, I; art. 5º; art. 6º, *caput*; art. 29, inc. II.

[139](#) Esse fundo não poderá ser o Fundo Social, eis que o art. 47 da lei não prevê, entre suas finalidades, atividades dessa natureza.

[140](#) Fosse o caso de especular, talvez se pudesse pensar em aplicação do dispositivo quando e se a exploração do pré-sal tornar-se demasiado pesada para a Petrobras, que, como já se viu e se verá, é a operadora única de todo e qualquer contrato de partilha e mesmo adere, para esse fim, à proposta vencedora da licitação, se houver.

[141](#) Art. 30, inc. V.

[142](#) Art. 24, inc. VI.

[143](#) Art. 11, incs. IV e VI.

[144](#) Art. 15, VIII e 29, XII.

[145](#) A lei não identifica exatamente o responsável pela confecção do PEM, mas a esta conclusão pode-se chegar por meio de uma interpretação conjunta dos arts. 10, incs. IV e V e 11, inc. II.

[146](#) Art. 24, I. Nada obstante não esteja elencado como uma das obrigações do Operador Único (art. 30), possivelmente o PE será oferecido pela Petrobras ao Comitê, que o aprovará ou não, determinando nele as alterações que julgar convenientes ou necessárias.

[147](#) Art. 24, inc. V.

[148](#) Art. 11, inc. V.

[149](#) Art. 29, inc. IX.

[150](#) Art. 24, inc. VI e art. 11, inc. V.

[151](#) Salvo em um caso (adiante), a lei não indica quais são tais informações nem aponta os procedimentos a serem observados, limitando-se a referir que o “contratado” está obrigado a fornecer à ANP e à PPSA, “relatórios, dados e informações relativos à execução do contrato” (art. 29, inc. XIV); e que a Petrobras está obrigada a “encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas” (art. 30, inc. VI), além de asseverar, genericamente, que o contrato deverá conter “os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação e desenvolvimento da produção” (art. 29, IX). De sua parte — e numa perspectiva mais ampla — ao Ministério de Minas e Energia incumbe emitir, semestralmente, “relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção”, assegurando “amplo acesso ao público” a tais relatórios (art. 10, §§1º e 2º).

[152](#) Art. 29, inc. IX. Há, ainda, na lei uma referência pouco clara a atividades que, embora de realização prevista, não ensejarão abatimento em caso de descoberta comercial: art. 29, inc. X.

[153](#) Que como referido, poderá ser prorrogada, se prevista tal possibilidade e *nos termos* do contrato (art. 29, XI).

[154](#) Art. 32, inc. IV.

[155](#) Adicionalmente aos artigos já citados a esse propósito, v. tb. §1º do art. 32.

[156](#) Art. 32, §2º.

[157](#) A Lei n. 9.478/97, no art. 28, inc. V, fundamenta os casos de devolução e parece admitir (nada obstante o teor do *caput*), devoluções parciais: “Art. 28. As concessões extinguir-se-ão: (...); V – no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento”.

Os contratos de concessão possuem, no interior da fase de exploração, momentos de devolução de áreas, nos quais o contratado é obrigado a devolver um percentual mínimo do bloco sob concessão, ficando, ao final, apenas com as áreas que serão desenvolvidas.

Sobre o tema, a ANP editou a Resolução n. 13, de 2011.

[158](#) Art. 32, inc. V.

[159](#) Veja-se, a título de exemplo, a Cláusula Décima, item 10.16 *et seq.* do Contrato de Cessão Onerosa.

[160](#) Art. 29, inc. IV.

[161](#) Assim também a terminologia do contrato de cessão onerosa: “‘Declaração de Comercialidade’ significa a notificação escrita da Cessionária à ANP declarando um ou mais Reservatórios ou Depósitos como Descoberta Comercial na Área do Contrato”.

“‘Descoberta’ significa qualquer ocorrência de Petróleo, de Gás Natural, de outros Hidrocarbonetos Fluidos, minerais e, em geral, quaisquer outros recursos naturais na Área do Contrato, independentemente de quantidade, qualidade ou comercialidade, verificada por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação” (p. 9 do Contrato de Cessão Onerosa).

[162](#) A Lei n. 12.351/10 não informa se o contratado está obrigado a avaliar toda e qualquer descoberta de ocorrência de óleo e é de se supor que a questão será regulada no contrato de partilha, como o foi naquele de Cessão Onerosa que, ao mesmo tempo em que determinou a entrega dos dados exploratórios à ANP (para que os analise), deixou à cessionária (Petrobras) a decisão sobre a realização da atividade de avaliação que envolve sempre consideráveis custos (Cláusula Décima, item 10.9.).

[163](#) O *Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa*. Rio de Janeiro: Lexikon, 2009, qualifica como “descoberta” a ocorrência de petróleo (ou gás) verificada por, pelo menos, dois métodos de detecção (p. 144).

[164](#) Art. 30, inc. I.

[165](#) Arts. 30, inc. II; 24, inc. II e 11, inc. V.

Há, no direito brasileiro, uma definição do que venham a ser tais práticas (também referidas na Lei n. 9.478/97, em seu art. 44, inc. VI), no Contrato de Cessão Onerosa, p. 10: “Melhores Práticas da Indústria do Petróleo significa as práticas e procedimentos geralmente empregados na indústria de Petróleo’ em todo o mundo, por operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes às aquelas experimentadas relativamente a aspectos relevantes das Operações, visando principalmente a garantia de: (a) conservação de recursos petrolíferos e gasíferos, o que implica a utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (b) segurança operacional, o que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança ocupacional e a prevenção de acidentes operacionais; (c) preservação do meio ambiente e respeito às populações, o que determina a adoção de tecnologias e procedimentos associados à prevenção e à mitigação de danos ambientais, bem como o controle e o monitoramento ambiental das operações de exploração e produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos”.

[166](#) Art. 30, inc. III.

[167](#) Art. 30, inc. III.

[168](#) Art. 24, inc. III.

[169](#) Salvo, aqui também, o caso do parágrafo único do art. 6º.

[170](#) Arts. 2º, I; 4º; 5º; 6º; 8º, §2º; 11, inc. V; 29, inc. II etc.

[171](#) Referência semelhante é feita no inc. I do art. 2º, que indica como atividades típicas do contrato a “exploração”, a “avaliação”, o “desenvolvimento” e a “produção”.

[172](#) Art. 6º, inc. XVII da Lei n. 9.478/97.

[173](#) O Contrato de Cessão Onerosa assim define, na Cláusula 1º, item 1.1: “Programa de Desativação das Instalações’ significa o documento preparado pela Cessionária contendo, em detalhe, a proposta de tamponar e abandonar os poços, a desativação e remoção de plantas, equipamentos e outros ativos e todas as demais considerações relevantes do Campo”.

[174](#) Esse ponto é de relevância para fins de cômputo do momento final da produção e, mais amplamente, para cômputo do prazo do contrato.

[175](#) O art. 29, IX, não indica, dentre as atividades passíveis de contabilização a desativação das instalações, nem o art. 24 refere-se à contabilização, planejamento e orçamento para esta fase, de modo que a questão terá que ser disciplinada a título de “outras atribuições definidas no contrato de partilha da produção” (art. 24, VIII).

Em síntese: sabe-se que o custo dessas atividades é considerado para fins de determinação do “óleo custo”, mas não há qualquer outra definição na lei sobre como será realizada.

[176](#) Uma baliza certa, porém, é a referência às “melhores práticas”, estampada no art. 11, inc. IV.

[177](#) Arts. 11, inc. VI; 30, inc. V; 24, inc. VI; 29, inc. IX.

[178](#) Art. 29, inc. IX, dentre outros.

[179](#) Art. 2º, incs. I e II; art. 29, IV, dentre outros.

[180](#) O momento exato da passagem de uma fase para outra é estabelecido claramente no Contrato de Cessão Onerosa: Cláusula 13, item 13.1. "A Fase de Produção de cada Campo começará na data da entrega pela Cessionária à ANP da Declaração de Comercialidade e estender-se-á até o Prazo de Vigência do Contrato".

[181](#) Nos termos do contrato, cfe. art. 29, inc. XIII.

[182](#) Arts. 11, inc. V; 24, IV; 30, inc. IV.

[183](#) Definição retirada da Minuta de Contrato de Concessão da Décima Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br/brnd/round10/.../Minuta_Contrato_R10_%2002Out08.doc>.

[184](#) Art. 29, inc. XIII.

[185](#) Art. 33, *caput*. Sobre o tema, ROSADO, Marilda. Uma introdução à unitização de reservatórios petrolíferos. In: ROSADO, Marilda. *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

[186](#) Art. 33, §1º.

[187](#) Art. 41.

[188](#) Art. 24, inc. VII.

[189](#) Art. 34, incs. I-III e art. 35.

[190](#) Art. 34, parágrafo único.

[191](#) Arts. 36 e 38.

[192](#) Art. 36, §2º.

[193](#) Art. 37.

[194](#) Art. 39.

[195](#) Art. 40 e art. 32, inc. VI.

[196](#) Pensa-se aqui numa teoria que desse conta, ao menos, dos contratos para exploração de petróleo, minérios em geral e também potencial hidráulico para fins de geração de energia elétrica (os recursos naturais tratados em conjunto pelo art. 176 da Constituição).

[197](#) Decreto-Lei n. 366/38: “Art. 117 – A União poderá pesquisar e lavrar jazidas de petróleo, e industrializar, comerciar e transportar os respectivos produtos.

Parágrafo único. Poderá, outrossim mediante parecer favorável do Conselho Superior de Segurança Nacional, contratar com empresas especialistas, de reconhecida idoneidade técnica e financeira, nacionais ou estrangeiras, a perfuração de poços para pesquisa e extração de petróleo, correndo por conta e risco das empresas contratantes todas as despesas a serem efetuadas, *contra uma participação, que for convencionada, nos produtos da exploração*” (grifos nossos).

[198](#) *Regimento das Terras Minerais do Brasil*, de 1602.

[199](#) Essa forma de considerar o que se passa na partilha do óleo (transmissão da propriedade, da União para o contratado) pode ter consequências jurídicas (tributárias, p.ex.), que não serão exploradas aqui.

[200](#) Certo: normalmente, a mudança no objeto da prestação vem acompanhada de um maior controle estatal relativamente ao contrato, dentre outras coisas. Mas *de direito* esta relação não é necessária.

[201](#) Esse ponto foi precisamente colhido por Carlos Ari Sunfeld para argumentar em favor da manutenção do atual sistema (Lei n. 9.478/97), que poderia sofrer apenas ajustes pontuais (feitos, exatamente, para lidar apenas com a alteração do *quid debeat*) [Quanto reformar do direito brasileiro do petróleo?. *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, Belo Horizonte, ano 8, n. 29, jan. 2010].

[202](#) Não se está com isso afirmado que, sob outras perspectivas (política, econômica, institucional etc.) não exista diferença marcante entre os sistemas de partilha e concessão nem que diferenças propriamente *jurídicas* não existam. Certamente há. Repita-se, pois, a extensão e alcance de quanto afirmado aqui: o estudo incursiona pela *estrutura e função jurídicas das contraprestações contratuais*.

É muito possível — e se justifica plenamente — alterar a configuração das atividades de exploração e produção de petróleo para se alcançar resultados diferenciados nestas outras esferas.

[203](#) Elemento “presente e certo” é a pesquisa. “Futuro e incerto”, a produção.

Como se viu acima, muito embora essas atividades sejam contratadas no mesmo negócio jurídico e constituam, em conjunto, o objeto do contrato de partilha, é possível apontar para cada atividade um certo *sinagma negocial*, i.e., uma certa correlatividade de prestações, entre o contratado e o contratante.

Na fase de pesquisa tal correlação envolve a *delegação*, pelo titular da atividade reservada (União), do seu exercício, a ser realizado nos termos (mínimos) de um programa de exploração estabelecido previamente no edital e refletido no contrato (arts. 15, inc. VII e 29, inc. XII). Em razão disso, o privado — aceitando o conjunto de termos e condições previstos em contrato para o desempenho da tarefa, em particular, aceitando agir por sua conta e risco — corresponde com o pagamento do bônus de assinatura, ônus econômico não dependente — como os *royalties* e *participações especiais* — de qualquer evento futuro e incerto e que, nos termos do art. 42, §2º,

não integra o custo em óleo.

Já aqui, pois, há um arranjo negocial que envolve a realização de uma das hipóteses do art. 177 da Constituição. Extinto o contrato sem descoberta comercial, foi exatamente e apenas esse arranjo que se atuou.

Na hipótese de descoberta comercial, ingressa-se na fase seguinte, de produção. É para dar satisfação jurídica ao que ocorre nesse momento da vida do contrato que se estabelece o elemento mais saliente do novo arranjo, a *partilha do óleo* entre contratante (União) e contratado (Petrobras e, eventualmente, outra ou outras empresas, vencedoras da licitação).

[204](#) Assim, por exemplo: em que medida um determinado tipo de prestação (considerada em sua natureza física), exige uma certa configuração contratual ou demanda certas cláusulas com determinado conteúdo? Quais as consequências normativas que decorrem da exata identificação do objeto desses contratos (como parece ser a delegação de atividades reservadas)? Há realmente “tipos” diferentes de contratos ou o que há é sempre o mesmo contrato, definido invariavelmente em seus elementos juridicamente essenciais construídos a partir do núcleo constitucional e alterável apenas em elementos circunstanciais, segundo os humores e interesses do poder público e as condições gerais do setor? etc.

[205](#) Expressão empregada aqui em sentido genérico, para designar toda e qualquer exação pecuniária especificamente setorial que incida no momento e sobre elementos da produção.

[206](#) Como deixa entrever a justificativa apresentada na Exposição de Motivos do Projeto de Lei da partilha, citada acima.

[207](#) Há uma pequena imprecisão redacional da Lei n. 12.351/10 que, no art. 42, assevera que os *royalties* “correspondem à compensação financeira pela *exploração* de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o §1º do art. 20”.

A incorreção — na verdade, criação de uma *ambiguidade* para o vocábulo “exploração” — é sanada com a definição dada pelo art. 2º, inc. XIII que dispõe serem os *royalties* “compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do §1º do art. 20 da Constituição Federal”.

[208](#) Não se disputa que sob as perspectivas econômica e política a diferença entre ter o óleo e ter o seu equivalente pecuniário pode ser bastante grande, mas não é disso que se cuida aqui.

Certamente, há também diferenças jurídicas decorrentes da mudança do objeto da prestação, mas elas são, para os propósitos deste tópico, secundárias e por isso não serão levadas em conta neste momento.

[209](#) O fato de se estar qualificando *royalties* e participações governamentais como “participação no resultado” ou, mais genericamente, como “contraprestação” contratual nada diz acerca de como se deverá proceder à divisão dessa contraprestação entre a União e os demais integrantes da Federação, determinada pelo art. 20, §1º da Constituição. O que tal dispositivo faz é, sem

qualquer qualificação ou justificação jurídica expressa, instituir uma obrigação de divisão dos encargos exigidos pelo poder público para permitir a exploração do recurso natural. A definição do critério que será usado nessa divisão não foi apresentado pela Constituição nem se deixa extrair da conclusão de que, sob a perspectiva *do contrato*, o encargo configura contraprestação.

[210](#) Lei n. 9.478/97, art. 47.

[211](#) Lei n. 9.478/97, art. 50.

[212](#) RE n. 228.800/DF, fls. 378.

[213](#) Decreto-Lei n. 366/38: “Art. 108. O concessionário de lavra deverá pagar ao Governo Federal, à escolha deste, a quota de nove por cento (9%) da produção de petróleo bruto, ou o valor correspondente em dinheiro, ficando desobrigado do pagamento da quota instituída pelo art. 42, n. IX, letras a e b deste Código”. Esse sistema foi mantido pelo Decreto-Lei n. 3.236/41, art. 18.

[214](#) Certo, pode ser alterada a magnitude da prestação. Normalmente, assume-se — e isso demandaria comprovação empírica — que a mudança de pecúnia para óleo aumentaria a participação do Estado. Essa é, inclusive, uma premissa assumida pelo Executivo na Exposição de Motivos dos Projetos de Lei do pré-sal, cf. acima.

[215](#) Na literatura internacional esse ponto é salientado por Giorgio Brosio. Ao elencar os modos possíveis de apropriação de renda pelo Estado, o economista e professor da Universidade de Turim aproxima participações pecuniárias e partilha do produto: “Under this arrangement” — fala dos acordos de partilha — “a company is contracted to extract the resource in exchange for a share of the production paid to the government. In its simplest form, which consists of paying a fixed proportional share of the physical output, the production-sharing agreement has virtually the same effects of a specific royalty (see below).

If the share is calculated on the value output, the sharing agreement has the same effects as an *ad valorem* royalty. Frequently, less simple sharing contracts are used. For example, the contract should specify that the contractor retains a portion of the production to recover capital and exploration costs. The remaining product is shared between the government and the company. (...)” [AHMAD, Ehtisham; BROSIO, Giorgio (Ed.). *Handbook of fiscal federalism*. Northampton: Edward Elgar, 2008. p. 436].

[216](#) A referência aos *royalties* nesse estudo será restrita e não adentrará — salvo na parte final — em questões relativas à sua distribuição, visto que o tema não está ainda resolvido no direito brasileiro, por força do veto presidencial ao dispositivo que regulava esse tópico (art. 64).

[217](#) Em outras palavras: o legislador ordinário tem liberdade (e em que intensidade, em caso afirmativo), para determinar o que e qual parte da participação no resultado será partilhada com Estados, Municípios e Distrito Federal?

[218](#) Arts. 10, inc. III e 9º, inc. IV.

[219](#) Assim, p. ex., art. 2º, incs. I, II e III; art. 10, inc. III, especialmente letras *a, b, d*; art. 15, inc. V; art. 29, incs. V e VI.

[220](#) Na verdade, três seriam as rubricas, pois a rigor o *royalty* não compõe o “óleo-custo”, de modo que se deveria falar em “óleo-royalty”. Veja-se, a propósito, dentre outros, o art. 2º, incs. I, II e III.

[221](#) O que suscita o problema do *carregamento* dos custos para o período contratual seguinte.

[222](#) Veja-se, quanto a isso, que enquanto o refino é uma atividade reservada pela Constituição à União (art. 177, inc. II), a distribuição de combustível não o é, sendo, pois, atividade de cunho privado, na qual incide o princípio da livre e isonômica competição, plena liberdade de iniciativa, e na qual a ação estatal está jungida aos estreitos limites que lhe são impostos pelo art. 173 da Carta. Corroborando isso, o art. 238 da Constituição assevera que a distribuição de combustíveis deverá (apenas) ser ordenada por lei, a qual deverá respeitar “os princípios desta Constituição”.

[223](#) Art. 47, *caput*.

[224](#) Art. 46 e art. 49, inc. III.

[225](#) Art. 49, inc. I.

[226](#) Art. 49, inc. II.

[227](#) Art. 49, inc. IV e §1º.

[228](#) Art. 49, inc. IV e §1º. Como a destinação dada pela Lei n. 12.351/10 aos recursos advindos do contrato de concessão — n.ºs. (iv.) e (v.), acima —, altera regras em curso, o §2º do art. 49 determina que por regulamento serão estabelecidas regras de transição.

Este regulamento já foi editado, e é o Decreto n. 7.403/10.

[229](#) Art. 49, incs. V e VI.

[230](#) Vedada a concessão de garantias cfe. art. 48, parágrafo único.

[231](#) Art. 48, *caput* e incs. I, II e III.

[232](#) Art. 47, incs. I a VII.

[233](#) Ver, sobre o tema, Fabio Bassan, *The law of sovereign wealth funds*. Elgar, 2011.

[234](#) Notadamente, a não remuneração de seus membros e a presença obrigatória dos Ministros da Fazenda, Planejamento, Orçamento e Gestão e Presidente do Banco Central, cf. art. 52.

[235](#) Art. 53.

[236](#) Art. 54.

[237](#) Arts. 55, 56 e 57.

[238](#) Art. 51, *caput* e parágrafo único.

[239](#) Arts. 47, *caput* e 58, §5º.

[240](#) Art. 58, §§3º e 4º.

[241](#) Art. 47, §1º e 58.

[242](#) Art. 58, *caput*.

[243](#) Art. 58, *caput* e §§1º e 2º.

[244](#) Art. 59.

[245](#) Art. 60.

Como citar este artigo na versão digital:

Conforme a NBR 6023:2002 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), este texto científico publicado em periódico eletrônico deve ser citado da seguinte forma:

LOUREIRO, Gustavo Kaercher. Apontamentos à Lei nº 12.351/10 (Lei do Contrato de Partilha de Produção de Petróleo): um primeiro contato. *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, Belo Horizonte, ano 10, n. 38, abr./jun. 2012. Disponível em: <<http://www.bidforum.com.br/bid/PDI0006.aspx?pdiCntd=79566>>. Acesso em: 27 junho 2012.

Como citar este artigo na versão impressa:

Conforme a NBR 6023:2002 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), este texto científico publicado em periódico impresso deve ser citado da seguinte forma:

LOUREIRO, Gustavo Kaercher. Apontamentos à Lei nº 12.351/10 (Lei do Contrato de Partilha de Produção de Petróleo): um primeiro contato. *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, Belo Horizonte, ano 10, n. 38, p. 87-145, abr./jun. 2012.
