

Aspectos jurídico-ambientais do regime da prospecção  
e exploração de petróleo offshore em Portugal

Environmental aspects of the legal regime of  
prospection and exploration of offshore oil in Portugal

CARLA AMADO GOMES

LUÍS BATISTA

VOL. 4 Nº 3 MAIO 2018

[WWW.E-PUBLICA.PT](http://WWW.E-PUBLICA.PT)

**ASPECTOS JURÍDICO-AMBIENTAIS DO REGIME DA PROSPECÇÃO  
E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO *OFFSHORE* EM PORTUGAL**

**ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THE LEGAL REGIME OF  
PROSPECTION AND EXPLORATION OF *OFFSHORE* OIL IN  
PORTUGAL**

CARLA AMADO GOMES<sup>1</sup>

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa,  
Alameda da Universidade – Cidade Universitária,  
1649-014 Lisboa  
[carlamadogomes@fd.ulisboa.pt](mailto:carlamadogomes@fd.ulisboa.pt)

LUÍS BATISTA<sup>2</sup>

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa,  
Alameda da Universidade – Cidade Universitária,  
1649-014 Lisboa  
[luisbatista86@gmail.com](mailto:luisbatista86@gmail.com)

**Sumário:** O quadro jurídico das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo offshore em Portugal é lacunar e necessita, para se compaginar com as condicionantes decorrentes da protecção do ambiente, de articulação com diversos diplomas, dos quais se destacam os regimes de avaliação de impacto ambiental, da prevenção e reparação do dano ecológico, e de prevenção de acidentes graves nas operações offshore de petróleo e gás. Este artigo visa explicar de que forma opera essa articulação, tentando dar resposta a algumas questões problemáticas.

**Palavras-chave:** Exploração offshore\* Petróleo \* Avaliação de impacto ambiental \* Acidentes graves

**Abstract:** The legal framework for exploration, research, development and production of offshore oil in Portugal is flawed and, in order to be in line with the environmental protection constraints, requires articulation with various other legal frameworks, concerning environmental impact, prevention and recovery of ecological damage, and prevention of major accidents in offshore oil and gas operations. This article aims to explain how this articulation works, trying to answer some problematic questions.

**Key words:** Offshore exploration\* Oil \* Environmental impact assessment\* Major accidents

---

1. Professora Auxiliar da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa; Professora Convidada da Escola de Direito da Universidade Católica Portuguesa (Porto).

2. Mestre em Ciências Jurídico-Ambientais pela Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa; Jurista.

## **0.** Introdução;

**I.** O regime das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo: 1.1. A atribuição de direitos: o Estado-concedente-curador; 1.2. Requisitos das candidaturas e critérios de adjudicação da concessão; 1.3. A (nova) consulta prévia aos municípios; 1.4. As fases de actividade (ou “*ciclo de vida*” da concessão); 1.4.1. A licença de avaliação prévia (não é uma fase de actividade); 1.4.2. A fase de prospecção e pesquisa; 1.4.3. A fase de desenvolvimento; 1.4.4. A fase de produção; 1.4.5. A “*fase*” de encerramento (ou desactivação); 1.5. A responsabilidade do concessionário (e outros)

**II.** O regime de prevenção de acidentes graves nas operações *offshore* de petróleo e gás (e de limitação das consequências desses acidentes): 2.1. Objecto e âmbito de aplicação; 2.2. A Autoridade Competente (AC); 2.3. Gestão de risco sistemática; 2.3.1. (da) adopção de uma política de prevenção; 2.3.2. (da) capacidade técnica e financeira do pretendente-a-concessionário; 2.3.3. (do) licenciamento prévio; 2.3.4. (da) criação de zonas de segurança; 2.3.5 (da) elaboração e aprovação de relatórios de segurança; 2.3.6. (da) elaboração e accionamento dos planos de resposta a emergências; 2.3.7. (da) verificação independente; 2.3.8. (da) partilha de informação

**III.** A Lei 37/2017, de 2 de Junho, e a salvaguarda dos valores ambientais nas operações petrolíferas offshore

**IV.** Nota conclusiva

## 0. Introdução

A possibilidade de existência de reservas petrolíferas em Portugal tem sido um assunto merecedor de debates vários nos últimos anos tanto do ponto de vista económico, como da perspectiva ambiental. A prospecção de petróleo em Portugal, no entanto, tem já quase um século, e embora os indícios existam, a ultrapassagem da fase da sondagem nunca foi alcançada. Conforme se pode ler na página da Entidade Nacional para o Mercado dos Combustíveis (ENMC):

“As primeiras sondagens de pesquisa foram efetuadas no início do século passado. Estas eram, na maioria, pouco profundas e localizadas junto a ocorrência de rochas impregnadas por petróleo à superfície (seeps), no *onshore*, a Norte e Sul da Bacia Lusitânica.

Em 1938 foi emitido um alvará de concessão para pesquisa de petróleo e substâncias betuminosas, abrangendo as bacias Lusitânica e do Algarve. Por várias vezes houve transmissão dos direitos desta concessão, que se manteve ativa até 1968.

Durante o período de vigência da concessão foram adquiridos, no *onshore* da Bacia Lusitânica, cerca de 3264 km de sísmica de reflexão, na maioria mono-canal, levantamentos de gravimetria e um pequeno levantamento magnético perto de Lisboa. Nesta bacia foram ainda efetuadas 78 sondagens de pesquisa, das quais apenas 33 atingiram profundidades superiores a 500 m. Muitas destas sondagens apresentaram fortes indícios de petróleo e algumas atingiram produção sub-comercial.

Durante este período, na Bacia do Algarve, apenas foram efetuados levantamentos de gravimetria.

Depois do abandono desta concessão, sob nova legislação de petróleo, as áreas de prospeção e pesquisa, *onshore* e *offshore*, foram divididas em blocos, tendo por base uma malha regular e postos a concurso internacional. Do concurso resultou a assinatura de 30 contratos para áreas no *offshore*, em 1973 e 1974. O último destes contratos terminou em 1979. Durante este período foram realizados cerca de 21237 km de levantamentos sísmicos de reflexão multi-canal, gravimétricos e magnéticos.

Para além destes levantamentos foram efetuadas 22 sondagens, 5 das quais na Bacia do Porto, 14 na Bacia Lusitânica e 3 na Bacia do Algarve. Todas as sondagens foram fechadas e abandonadas, embora algumas tenham apresentado muito bons indícios de petróleo e duas delas, Moreia-1 e 14 A-1, produziram pequenas quantidades de óleo em *drillstem tests*.

Depois de 1979, a pesquisa abrandou consideravelmente no *offshore*. Todavia, em 1978 ressurgiu o interesse pelo *onshore*. Assim, de 1978 a 2004, foram atribuídas 39 áreas, das quais 23 concessões no *onshore* da

Bacia Lusitânica (duas destas abrangem lotes no *onshore* e no *offshore*), 15 concessões no *offshore* (11 na Bacia do Porto, 3 na Bacia do Algarve e 1 na Bacia Lusitânica) e 1 licença de avaliação prévia no *deep-offshore* da Bacia do Algarve. Durante este período foram efetuadas 28 sondagens, das quais 23 no *onshore* da Bacia Lusitânica e 5 no *offshore* (3 na Bacia do Porto e 2 na Bacia do Algarve). Também em muitas destas sondagens foram encontrados bons indícios de petróleo, sobretudo óleo”<sup>3</sup>.

Foi a partir de 2007 que o interesse cresceu significativamente, com a realização de 175 sondagens no mar, das quais 117 atestavam novamente indícios de petróleo e gás. A continuidade geológica entre o território português e a zona da Nova Escócia, no Canadá (onde existe grande exploração de petróleo), no período Jurássico, por um lado, e a recente confirmação de reservas petrolíferas ao largo da Mauritânia e de Marrocos, por outro lado, contribuem para manter viva a expectativa de encontrar petróleo na costa portuguesa — em quantidades que provavelmente não justificarão a exploração comercial<sup>4</sup>.

As empresas petrolíferas que pedem a atribuição de direitos de prospecção vão alimentando o mercado e os accionistas com a promessa, enquanto os ambientalistas condenam a possibilidade de prospecção num momento de transição para uma sociedade hipocarbónica. As petrolíferas acenam com a vantagem do levantamento de dados geológicos e os cidadãos envolvidos na causa ambiental retorquem que tal informação é supérflua no actual quadro de desmantelamento necessário da exploração de combustíveis fósseis.

No centro da discussão encontra-se o regime das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo (DL 109/94, de 26 de Abril = RAPP), o qual permite pelo menos duas linhas de abordagem: por um lado, a análise do instrumento contratual e, por outro lado, a leitura da compatibilidade do seu regime com as crescentes preocupações de protecção ambiental. Neste breve estudo, o nosso enfoque vai ser o segundo, deixando portanto de lado a bondade e suficiência das soluções do RAPP quanto ao desenho da concessão de exploração e a adequada distribuição de custos-benefícios entre concedente e concessionário.

O percurso vai orientar-se no sentido de demonstrar a progressiva permeabilidade do RAPP às condicionantes ambientais, que se lhe foram impondo desde o exterior, nomeadamente por força da legislação sobre avaliação de impacto ambiental. Numa primeira parte, será brevemente descrito o regime das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo tal como desenhado no RAPP, e as interferências necessárias que com ele se foram entretecendo ao longo do tempo no sentido de minimizar as consequências

---

3. <http://www.enmc.pt/pt-PT/atividades/pesquisa-e-exploracao-de-recursos-petroliferos/a-pesquisa-de-petroleo-em-portugal/historia-e-pesquisa---um-breve-resumo/> .

4. Era o diagnóstico do Presidente da ENMC em 2015, colhido por André Cabrita Mendes para artigo no Jornal de Negócio de 3 de Outubro de 2015: [http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/ha\\_petroleo\\_em\\_portugal](http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/ha_petroleo_em_portugal)

ambientais nefastas (I.). Numa segunda parte, será iluminado um diploma, que constitui transposição de uma directiva da União Europeia e vem na sequência do desastre com a plataforma *Deep Water Horizon* no Golfo do México, em Abril de 2010, e que incorpora o regime de prevenção de acidentes graves nas operações *offshore* de petróleo e gás (e de limitação das consequências desses acidentes): o DL 13/2016, de 9 de Março (II.). Esta panaceia, juntamente com várias difusas normas sobre aspectos preventivos e reparatórios, ganhou um reforço com a recentemente emitida Lei 37/2017, de 2 de Junho, que alterou expressamente o regime de avaliação de impacto ambiental no sentido de uma maior abrangência — a que dedicaremos algumas linhas na terceira parte (III.). Finalizaremos com uma nota conclusiva sobre as insuficiências do RAPP em face de necessidades de preservação ambiental cada vez mais prementes (IV.).

## I. O regime das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo

O RAPP é um caso raro no arsenal legislativo do Direito português, tendo-se mantido intocado por mais de duas décadas até à primeira e ainda bem recente alteração, por intermédio da Lei 82/2017, de 18 de Agosto<sup>5</sup>. Resistiu, também recentemente, a uma tentativa de revogação (sem perspectiva de substituição), pelo projeto de lei 337/XIII/2.<sup>a</sup>, da autoria do PAN<sup>6</sup>. E sobreviveu, no entanto, à purga, pelo DL 18/2008, de 29 de Janeiro, da legislação referente às matérias reguladas no Código dos Contratos Públicos (=CCP), incluindo a formação de contratos no sector da energia<sup>7</sup>.

O diploma surgiu, conforme se extrai do seu preâmbulo, para “*dar um novo impulso às actividades de prospecção e pesquisa de petróleo e, consequentemente, de desenvolvimento e produção*”, num país que continua a registar níveis preocupantes de dependência energética (de 74,8% em 2016<sup>8</sup>). Com a redução do leque de países em condições de exportar este recurso energético, a perspectiva de segurança que o seu controlo interno oferece pode parecer, numa primeira

---

5. Alterou o seu artigo 5º, relativo às condições de exercício de actividades. Registamos algumas observações a propósito desta alteração *infra* (1.3.).

6. Dos motivos apresentados pelo PAN constam as fragilidades do atual regime na prevenção de impactos ambientais, o cenário de aquecimento global progressivo e a planificação de uma nova economia baseada em energias limpas e renováveis. O projeto de lei foi rejeitado, com os votos contra do PSD, PS, CDS-PP e do PCP. Absteram-se BE e Os Verdes.

7. Note-se que o artigo 9º, nº 1, alínea b), ii), do CCP, manda aplicar aos contratos de prospecção e exploração de petróleo, gás, carvão e outros combustíveis sólidos, o seu regime. E que o artigo 14º, nº 2, do DL 18/2008, de 29 de Janeiro, revoga “toda a legislação relativa às matérias reguladas pelo Código dos Contratos Públicos, seja ou não com ele incompatível”. No entanto, como se realça no Parecer n.º 12/2016, da Procuradoria-Geral da República, de 6 de Junho de 2016 (publicado no DR, II, de 4 de Janeiro de 2017), o legislador admitiu “inequivocamente” a manutenção em vigor do RAPP, “através do artigo 1º, nº 4, da Lei nº 54/2015, de 22 de junho, mas também por via do artigo 35º, nº 4, do Decreto-Lei nº 13/2016, de 9 de março”. Esta posição foi confirmada na Decisão de Execução (UE) 2015/2177, da Comissão Europeia [publicada no JOUE de 25 de Novembro de 2015 (L 307/27 a 30)].

8. Dados da Direcção Geral de Energia e Geologia (*Balanço Energético Sintético – 2016*).

análise, aliciante – embora sempre restasse analisar, em concreto, as vantagens reais que cada contrato traz ao Estado português. De todo o modo, até agora, como se observou acima, as pesquisas têm revelado resultados pouco apetecíveis, redundando, ou no abandono das áreas concessionadas, ou na produção com níveis sub-comerciais.

O RAPP concretiza um princípio inquestionado do Direito Internacional, de que cada Estado tem soberania permanente sobre os seus recursos naturais, aí incluídos os recursos energéticos e as condições para a sua exploração. O princípio da soberania permanente do Estado sobre os recursos naturais sitos em território sob sua jurisdição ou controlo está bem firmado no Direito Internacional, constando de documentos como a Resolução da Assembleia Geral da ONU 1803 (XVII), de 14 de Dezembro de 1962, a Declaração de Estocolmo, a *Declaração sobre a instauração de uma Nova Ordem Económica Internacional* (aprovada pela Resolução da Assembleia Geral da ONU 3201 (S.VI), de 1 de Maio de 1974) e a *Carta dos Direitos e Deveres Económicos dos Estados* (aprovada pela Resolução da Assembleia Geral da ONU 281 (XXIX), de 12 de Dezembro de 1974). Esta máxima foi recentemente reafirmada como princípio de Direito Internacional geral pelo Tribunal Internacional de Justiça, no *Caso das actividades armadas no território do Congo*, que opôs a República Democrática do Congo ao Uganda, em decisão de 19 de Dezembro de 2005 (cfr. o §244).

Todavia, a liberdade do Estado para gerir os seus recursos encontra-se cada vez mais cercada pelos imperativos de prevenção de danos para o ambiente. Com o passar dos anos, a batalha entre os interesses de exploração dos recursos energéticos e de preservação do meio ambiente tem-se intensificado — e se ambos continuam vivos, é o segundo que começa a ganhar preponderância, pelo menos no espaço europeu<sup>9</sup>.

### 1.1. A atribuição de direitos: o Estado-concedente-curador

O artigo 4º do RAPP, concretizando o disposto no artigo 84º, n.º 2 da Constituição da República Portuguesa, esclarece que “*os jazigos de petróleo existentes nas áreas referidas no artigo 1.º fazem parte integrante do domínio público do Estado*”. As áreas a que o artigo 1º se refere são “*as áreas disponíveis da superfície emersa do território nacional, das águas interiores, do mar territorial e da plataforma continental*”.

A propriedade pública significa que estes recursos são inapropriáveis e administrados com o fim de servir o interesse comum. Não significa, porém, que o acesso esteja aberto à generalidade dos cidadãos, uma vez que os bens do domínio público podem ter usos “*excepcionais*”, como sucede se o Estado atribuir uma concessão privativa de uso do bem a um particular, com contrapartidas que

---

9. Sobre esta troca de papéis, à luz das competências da União, ver Frédéric SCHNEIDER, *Le Droit de l'Union Européenne au défi de la sécurisation des activités pétrolières et gazières en mer*, in *Revue Juridique de l'Environnement*, 2014/2, pp. 280 a 284.

devem implicar a manutenção da realização de um interesse geral (ainda que aliado às vantagens exclusivas para o particular). O artigo 18º da Lei n.º 17/2014, de 10 de Abril (Bases da política de ordenamento e de gestão do espaço marítimo nacional: LBOGEM) deixa bem claro que, além do título de aproveitamento privativo do espaço marítimo, a exploração de recursos geológicos deve ter na sua base um contrato de concessão (outorgado com base no RAPP)<sup>10</sup>.

Como a exploração directa de jazigos de petróleo pelo Estado português é impraticável — as situações de monopólio estatal tornam-se anacrónicas com a liberalização do mercado, para não falar na completa inexperiência e falta de tecnologia própria —, a opção incidiu, por isso, na concessão das actividades regulamentadas pelo RAPP, na sequência de um concurso público ou de negociação directa (artigo 5º, n.º 1).

O contrato de concessão tem a natureza de contrato administrativo (artigo 1º, n.º 1, alínea c) do CCP). Trata-se de um contrato através do qual o contraente público Estado entra numa relação duradoura com um particular, cuja manutenção e progressão será afectada por actos administrativos e pelo exercício de prerrogativas de autoridade, com vista à salvaguarda do interesse público<sup>11</sup>. Assinale-se, a este propósito, que o DL 31/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases gerais do sistema petrolífero nacional e prever como “*obrigação de serviço público*” a “*promoção da eficiência energética e da utilização racional dos meios e dos produtos de petróleo e protecção do ambiente*” [artigo 5º, n.º 3, alínea d)].

Esta dupla dimensão (económica e ambiental) afigura-se uma projecção do “*Estado-curador ambiental*”, de que fala Klaus BOSSELMANN, um Estado a quem é reconhecido o direito soberano de explorar os seus recursos naturais (ou confiar essa exploração a um particular), mas nunca o exonerando das suas obrigações em matéria de ambiente e de gestão e preservação dos recursos<sup>12</sup>. O RAPP assimila esta preocupação, no plano dos interesses nacionais, no artigo 7º, n.º 3. Se aceitarmos que as decisões soberanas do Estado português podem, facilmente, adquirir efeitos transfronteiriços (na origem, por um derrame; na utilização final do recurso, com a produção de poluição atmosférica), do mesmo jeito os interesses supra-nacionais, *maxime* quando se traduzam em vinculações internacionais, devem ser salvaguardados<sup>13</sup>.

---

10. No mesmo sentido, Ana Raquel GONÇALVES MONIZ, *O regime jurídico dos títulos de utilização privativa à luz da Lei de Bases da política de ordenamento e de gestão do espaço marítimo nacional*, in *Ab Instantia*, n.º 4 (2014), p. 118.

11- Com isto não pretendemos desvalorizar a discussão existente em torno da qualificação jurídica dos contratos de concessão petrolífera, mas tal indagação escapa ao âmbito do presente estudo. Para mais desenvolvimentos nesse ponto, veja-se *Direito do Petróleo*, coord. de José Carlos Vieira de Andrade e Rui de Figueiredo Marcos, Coimbra (Instituto Jurídico da FDUC), 2013, pp. 143 e segs.

12. Cf. Klaus BOSSELMANN, *Direitos humanos, meio ambiente e sustentabilidade*, in *Estado socioambiental e direitos fundamentais*, coord. de Ingo Sarlet, Porto Alegre, 2010, pp. 73 segs.

13. Veja-se como a sustentabilidade constitui uma componente integrante da noção de “*segurança energética*”, adoptada pela Agência Internacional de Energia, inspirada no Relatório *Bruntland* – Rúben EIRAS, *Segurança Energética na CPLP: um imperativo estratégico*, in *Nação e Defesa*, n.º 136, 2013, pp. 242 e 243.



### 1.2. Requisitos das candidaturas e critérios de adjudicação da concessão

A concessão das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo é realizada através de concurso público, cuja abertura é determinada pelo ministro da tutela<sup>14</sup> e publicada em Diário da República e no Jornal Oficial da União Europeia – a qual deve mencionar o disposto no artigo 10º, n.º 2 do RAPP. Apenas nos casos previstos no artigo 8º, n.º 2, poderá ser concluída por negociação directa<sup>15</sup>. Num e noutro procedimento, os requisitos das candidaturas são idênticos, com a excepção da prestação de caução, exclusiva da atribuição por concurso público (artigo 17º, n.º 2) – a diferença reside, essencialmente, nos prazos de decisão e na iniciativa (nos casos em que é admitida a negociação directa esta parte dos interessados)<sup>16</sup>.

Cabe aos interessados na atribuição de uma concessão para o exercício das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo apresentarem, junto da ENMC<sup>17</sup>, uma proposta que satisfaça os requisitos previstos no artigo 11º, n.º 1 do RAPP, nomeadamente que façam prova de idoneidade técnica e económico-financeira para tal. No n.º 3 concretiza-se, por um lado, que a prova de idoneidade técnica atenderá à experiência anterior no âmbito destas actividades; e, por outro lado, que a prova de idoneidade económico-financeira se resumirá à apresentação de declarações bancárias<sup>18</sup> [a que acresce, tratando-se de concurso público, a prestação de caução, nos termos do n.º 4, alínea c)]. Para além disso, exige-se ainda aos interessados a apresentação de um programa de trabalhos [nos termos do n.º 4, alínea b)], para que se conheça o ritmo dos trabalhos e a forma como se propõem pesquisar, prospectar e iniciar a produção ou extracção na(s) área(s) geográfica(s) disponíveis.

Nem o artigo 11º, nem o artigo 15º (relativo à adjudicação da concessão) do RAPP referem como requisito das candidaturas e/ou factor de ponderação pela ENMC a protecção do ambiente. Quer isto significar que ela se encontra arredada? A resposta a esta pergunta só pode ser negativa. Com efeito, da Directiva n.º 94/22/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de Maio (a legislação pertinente da União no que se refere à abertura do mercado de prospecção e extracção de petróleo ou gás), decorre expressamente que “os Estados-membros poderão impor condições e exigências (...) que se justifiquem por razões de segurança

---

14. A tutela cabe, de acordo com o seu artigo 6º, n.º 1, ao “ministro responsável pela área da energia” – no XXI Governo constitucional, trata-se do Ministro da Economia, conforme se retira do artigo 25º do DL 251-A/2015, de 17 de Dezembro.

15. Entre os casos mais comuns, encontramos os concursos públicos declarados extintos por falta de propostas (artigos 8º, n.º 2, alínea b), e 12º, n.º 3) e a concessão de áreas contíguas às de outras concessões em vigor, para seu alargamento [artigos 8º, n.º 2, alínea c) e 46º, n.º 1, alínea a)].

16. A par da identidade de requisitos, a outorga da concessão pressupõe, em concurso público ou negociação directa, a elaboração e aprovação da minuta do contrato (artigos 20º e 21º).

17. Entidade competente para efeitos do RAPP, no seguimento da reorganização da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a qual sucedeu ao Gabinete para a Pesquisa e Exploração de Petróleo (GPEP), extinto pelo DL 334/99, de 20 de Agosto.

18. Ou seja, um documento emitido por uma instituição financeira que ateste que o candidato tem, por si ou através desta, idoneidade comercial e disponibilidade de meios/capital para assegurar que os projectos inerentes à adjudicação da concessão serão integralmente realizados.

(...), *protecção do ambiente, protecção de recursos biológicos...*” (artigo 6º, n.º 2). O termo “*poderão*” não deve ser interpretado como conferindo aos Estados-membros a liberdade de escolha de imposição ou não imposição de exigências ambientais, sempre que estas resultem da legislação em vigor<sup>19</sup>.

Quaisquer dúvidas acabaram dissipadas pela Directiva n.º 2013/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de Junho, que versa sobre a segurança das operações *offshore* de petróleo e gás, tendo sido transposta para o ordenamento interno pelo DL 13/2016, de 9 de Março. Do artigo 4º, n.º 6 desta Directiva resulta que “*ao avaliar a capacidade técnica e financeira do requerente de uma licença [concessão] deve ser dada especial atenção a todos os meios marinhos e costeiros ecologicamente sensíveis...*”, dos quais se destacam os ecossistemas essenciais à mitigação das alterações climáticas e as áreas marinhas protegidas, classificadas como zonas de protecção especial ou zonas especiais de conservação.

Sublinhe-se, por um lado, que o uso de expressões como “*deve ser dada especial atenção*” ou “*em particular*” traduz um *numerus apertus* dos critérios ambientais a valorar, em cada caso. É importante que fique assente, por outro lado, que estes critérios não se resumem a simples “*factores de valoração*” das candidaturas<sup>20</sup>, o que acabaria por negar a própria natureza de uma condição, exigência ou dever — ou seja, até o *poderão* ser, mas apenas quando a sua inclusão nas candidaturas constituir um factor adicional, um *ir além*, dessa condição, exigência ou dever.

A Directiva n.º 2013/30/UE reforçou os critérios de adjudicação da concessão das actividades em apreço — embora em muito já resultassem de instrumentos de Direito Internacional, dos quais o mais importante será a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM: 1982, em vigor desde 1993)<sup>21</sup>. A CNUDM estabeleceu, vistas a epígrafe e o texto do seu artigo 192º, uma “*obrigação geral*” de protecção e de preservação do meio ambiente marinho. Com base nesta obrigação geral, cabe aos Estados signatários tomar todas as medidas necessárias para evitar, reduzir e controlar a poluição proveniente de qualquer fonte, nomeadamente a com origem em instalações e/ou mecanismos usados na exploração de recursos naturais no subsolo ou no leito marinho (artigo 194º)<sup>22</sup>.

Conhecidos os requisitos das candidaturas, compreende-se que os mesmos impliquem uma tarefa de avaliação especialmente transparente, uma vez que estamos perante um procedimento de adjudicação de uma concessão por concurso público: tendo sido apresentadas várias propostas, a ENMC deve emitir parecer

---

19. Referindo os critérios ambientais como de trato obrigatório nesta fase pré-contratual, ainda no quadro da Directiva n.º 94/92/CE, ver *Direito do Petróleo*, cit., p. 130.

20. É o que acontece no Direito angolano, conforme assinalam Carla AMADO GOMES e João VERNE OLIVEIRA, *Actividades Petrolíferas e Protecção do Ambiente em Angola*, in *Direito dos Petróleos: Uma perspectiva lusófona*, 2ª ed., Coimbra, 2015, p. 66.

21. Como vem reconhecido no documento das Conclusões do Conselho Europeu sobre segurança das actividades *offshore* de petróleo e gás, de 3 de Dezembro de 2010 (cf. ponto 6.).

22. Ainda sobre este tipo/fonte de poluição, cfr. o artigo 208º da CNUDM.

sobre cada uma delas, baseando-se nos critérios objectivos que já referimos [a que acresce a análise das contrapartidas oferecidas ao Estado — artigo 15º, n.º 2, alínea c)]. A tutela deve escolher, de entre todas, a mais vantajosa, ponderados tais critérios (artigo 15º, n.º 3). É nesta linha de pensamento que o artigo 16º se refere à recorribilidade das decisões do ministro da tutela (*maxime*, a de adjudicação), pelos “*interessados*”, nos termos gerais de Direito. Ou seja, o legislador teve em mente os interessados preteridos na adjudicação da concessão ou que viram a sua candidatura obstaculizada por alguma deficiência ou irregularidade (o conceito de “*interessado*” é aqui usado em sentido restrito, enquanto “*concorrente*”<sup>23</sup>).

Tal não quer dizer, note-se, que inexista avaliação também nos casos de negociação directa, ou que a decisão de atribuição aqui tomada (havendo acordo com o candidato) ou em sede de concurso público escape ao escrutínio judicial. Uma proposta que reúna todos os requisitos obrigatórios ainda implica uma ponderação ou balanceamento dos interesses conflitantes<sup>24</sup>, a realizar antes do acordo final. E os terceiros sem interesse directo no procedimento concursal ou negocial podem impugnar a decisão aí tomada, ainda “*nos termos gerais de Direito*” — ou seja, com a legitimidade que lhes é reconhecida pelo artigo 77º-A, n.º 1, alínea h) do Código de Processo nos Tribunais Administrativos<sup>25</sup>.

### 1.3. A (nova) consulta prévia aos municípios

O RAPP previu de início, no artigo 7º, n.º 4 e para efeitos do disposto em matéria de atribuição da concessão e emissão de licenças de exploração prévia e de sobreponibilidade e incompatibilidade de direitos (os emergentes dessa atribuição e os que respeitem a outros usos ou recursos naturais explorados na mesma área), deverem ser previamente ouvidas as “*entidades sectorialmente competentes nos termos da legislação específica aplicável*”. Este dever de audição prévia também se considera aplicável sempre que estas entidades respondem pela salvaguarda dos interesses referidos no n.º 3, que abrangem o ambiente, a gestão e a preservação dos recursos marinhos.

Saber ao certo a que “*legislação específica aplicável*” deveremos recorrer era e continua a ser um desafio — no limite, podemos admitir que estas entidades competentes seriam apuradas por reporte aos tais interesses mencionados no n.º 3, e que do que se trata é de uma mera articulação entre tutelas. Outra dúvida resulta do elemento sistemático e consiste em saber se esta consulta, surgindo na fase de formação do contrato, não se repetiria adiante, já no decurso da sua vigência.

---

23. A favor desta conclusão está a não remissão para o artigo 16º, no artigo 17º do RAPP.

24. Por exemplo, a lógica económica do projecto vs. os riscos associados — cfr. João VERNE OLIVEIRA, *Acidentes com operações de extracção de petróleo*, in *Direito(s) dos riscos tecnológicos*, coord. de Carla Amado Gomes, Lisboa, 2014, pp. 115-116.

25. Com maior probabilidade de sucesso o farão com fundamento na preterição de exigências ou critérios ambientais. Se estes foram respeitados e os terceiros discordam, unicamente, do balanceamento feito pelo decisor, os tribunais dificilmente se imiscuirão nessa margem de livre ponderação.

Neste quadro, a Lei 82/2017, que alterou o artigo 5º do RAPP, traz duas novidades importantes: em primeiro lugar, determina que é obrigatório consultar os municípios afectados pela decisão administrativa (a tomar), localize-se a concessão *onshore* ou *offshore*<sup>26</sup>; em segundo lugar, estabelece que esta consulta vale em “qualquer procedimento administrativo” — e não apenas tratando-se do procedimento de formação do contrato ou de atribuição da concessão. De resto, estas inovações foram a resposta à recente polémica provocada pela licença atribuída, em Janeiro de 2017, à ENI/GALP para realização de sondagens de pesquisa de petróleo *offshore* da bacia do Alentejo, no âmbito do contrato de concessão celebrado com o Estado português, em 2007<sup>27</sup>.

Em resposta, a Associação de Municípios do Algarve (AMAL) manifestou indignação pela forma como foi completamente arredada do processo decisório, sendo desvalorizada a sua posição quanto às estratégias e rumo de desenvolvimento daquela região<sup>28</sup>. Deve realçar-se, todavia, que a consulta continua a ser não vinculativa — o que se compreende, afinal, uma vez que estes recursos naturais integram o domínio público estatal.

#### 1.4. As fases de actividade (ou “ciclo de vida” da concessão)

##### 1.4.1. A licença de avaliação prévia (não é uma fase de actividade)

O RAPP contempla três fases de actividade ao abrigo da concessão, no Capítulo III: prospecção e pesquisa (Secção I); desenvolvimento (Secção II) e produção (Secção III). A esta deve acrescer, a nosso ver, uma quarta, que o diploma não autonomizou da fase de produção: o encerramento (ou desactivação). A licença de avaliação prévia, que surge regulada nos artigos 23º a 29º, não constitui uma fase de actividade, mas um procedimento prévio à própria formação de interesse na atribuição de uma concessão.

Em rigor, do que se trata é de um “*acto administrativo que tem por objecto permitir aos seus titulares o processamento da informação disponível nos arquivos [da ENMC] e a colheita de amostras de superfície e de sondagens existentes*” (nomeadamente, as que tenham revertido a favor do Estado, por extinção de contratos de concessão, nos termos do artigo 65º, e que servem para auscultar o potencial petrolífero das áreas disponíveis<sup>29</sup>). Os interessados, que

---

26. Nas *onshore*, a consulta é feita aos municípios das respectivas áreas de jurisdição territorial; nas *offshore*, a consulta envolve os municípios da respectiva linha costeira (novos n.ºs 3 e 4 do artigo 5º do RAPP).

27. A licença (um título de utilização privativa do espaço marítimo nacional) pode ser consultada aqui: <http://webgis.dgrm.mam.gov.pt/arcgis/sharing/rest/content/items/ec4f585d-d19340ab80ead488ddabd493/data>.

28. A AMAL tem praticado uma postura contrária à exploração de petróleo, que se tem espelhado na apresentação de providências cautelares junto dos tribunais administrativos (no caso da concessão *offshore* ao Consórcio ENI/GALP, *supra* mencionada, e da concessão *onshore* da Bacia do Algarve, à Portfuel).

29. *Direito do Petróleo*, cit., p. 126.

devem identicamente possuir idoneidade técnica e económico-financeira ficam ainda, enquanto durar a licença, investidos num direito exclusivo, o qual impede a atribuição de direitos a terceiros sobre a mesma área, totalmente ou em parte, conforme decorre dos artigos 23º, n.º 1, e 24º, n.º 2 — estando mesmo vedada a abertura de concurso público<sup>30</sup>. Por essa razão, as licenças de avaliação prévia têm uma duração máxima de seis meses, não prorrogável (artigo 25º)<sup>31</sup>.

Ainda uma última nota, a propósito da delimitação do objecto da licença de avaliação prévia, conforme resulta do artigo 24º, n.º 2: contrariamente a outros ordenamentos jurídicos, em Portugal esta licença só permite realizar uma avaliação do potencial petrolífero não impactante do meio ambiente<sup>32</sup>.

#### 1.4.2. A fase de prospecção e pesquisa

Não existe produção sem a descoberta e avaliação de acumulações (ou jazigos) de petróleo, o que faz da prospecção e pesquisa a primeira fase de actividade ao abrigo do contrato de concessão, nela se incluindo “*todos os trabalhos de gabinete, de laboratório e de campo*” conducentes àqueles objectivos (artigo 30º do RAPP). Sobre a noção de “*trabalhos de campo*”, o artigo 33º, n.º 3, esclarece que são os efectuados no terreno (entenda-se, *in situ*), desde “*levantamentos geológicos e geofísicos*”, “*sondagens de pesquisa*”, “*colheita de amostras*”<sup>33</sup>.

A prospecção e pesquisa constitui uma obrigação do concessionário (artigo 35º, n.º 1), típica dos contratos de concessão — porque o Estado confiou a um particular a exploração de um bem público, essa exploração deve ser efectiva<sup>34</sup>. A não ser cumprida esta obrigação, fica aberta a porta à rescisão unilateral do contrato, pela tutela [artigo 61º, n.º 1, alínea a)]. O período durante o qual é susceptível ocorrer é de oito anos, contados a partir da data de assinatura do contrato, podendo sofrer até duas prorrogações, de um ano cada, a requerimento do concessionário (artigo 22º, n.ºs 1 e 2)<sup>35</sup>.

---

30. Note-se que, uma vez extinta a licença, o ex-titular não fica em posição preferencial, na eventualidade de ser aberto concurso público.

31. É uma limitação temporal que sopesa a eficiência do propósito da licença, sem permitir que se abuse desta para bloquear a concorrência de outros interessados — cfr. *Direito do Petróleo*, cit., p. 127.

32. Em contraste, no Brasil, o legislador introduziu dois tipos de licenças prévias — “*para perfuração*” e “*para produção*” —, que são reconhecidamente impactantes, granjeando o apelido de “*falsas licenças prévias*”. Sobre estas licenças, veja-se Rodrigo Tostes de ALENCAR MASCARENHAS, *A exploração e produção de petróleo no mar e a legislação ambiental brasileira*, in *RevCedoua*, n.º 28, 2011, p. 68.

33. Incluindo, igualmente, as sondagens no conceito maior de “*pesquisa*”, veja-se o artigo 2º, alínea aa) do DL 13/2016.

34. Já para não mencionar que o Estado retira mais-valias da produção de petróleo, tributando-a (artigo 51º), pelo que tem interesse no desenvolvimento da concessão.

35. As prorrogações estão condicionadas, nos termos do artigo 35º, n.ºs 4 e 5: a primeira, só pode ser deferida se o concessionário não puder, justificadamente, concluir trabalhos ainda em curso quando se avizinham findar os oito anos; a segunda, só pode ser deferida se tiver sido descoberto um campo de petróleo economicamente viável e se essa duração adicional pretendida for essencial para assegurar a passagem à próxima fase.

Findos os primeiros cinco anos, o concessionário terá de restituir, pelo menos, 50% da área concessionada — percentagem que se apura em relação ao total da área (dos blocos e lotes<sup>36</sup>) na qual não tenha sido descoberto petróleo, o que pressuporia a demarcação para desenvolvimento e produção (artigo 36º, n.ºs 1 e 6). Findo o oitavo ano, o concessionário terá de restituir o remanescente da concessão [e esta extingue-se, por caducidade, nos termos do artigo 60º, alínea a)], salvo se requerer a (primeira) prorrogação de prazo, caso em que poderá conservar até 50% desse remanescente (artigo 36º, n.º 2).

Dito isto, o aspecto desta fase que mais nos interessa (o jurídico-ambiental) diz respeito à necessidade de apresentação de planos anuais de trabalhos de prospecção e pesquisa à ENMC (artigo 31º), a qual só pode recusá-los “*no caso de desrespeito pelo disposto na lei ou no contrato de concessão*” (artigo 32º, n.º 1). Assinale-se que estes planos anuais servem de referência técnica para a posterior concretização, ao longo do ano, dos vários projectos de trabalhos de campo (artigo 34º).

Neste ponto, cumpre perguntar se a lei que aqui releva inclui alguma disciplina de avaliação ambiental de impactos<sup>37</sup>. É certo que o artigo 71º, n.º 1 do RAPP acrescenta que “*no exercício das suas actividades, deverão as concessionárias adoptar as providências adequadas à minimização do impacte ambiental*”, mas vejamos:

- em 1994, o regime vigente de avaliação dos efeitos de determinados projectos, públicos e privados no ambiente constava do DL 186/90, de 6 de Junho (=AIA). A *velhíssima* AIA apenas se ocupou das actividades de refinação e extracção de petróleo [vejam-se os artigos 2º, n.º 3, e o Anexo I, n.º 1; e 7º, n.º 1, e Anexo III, n.º 2, alínea f)];
- a *velhíssima* AIA cedeu lugar à *velha* AIA, cujo regime ficou plasmado no DL 69/2000, de 3 de Maio, o qual ampliou a lista de projectos petrolíferos sujeitos a AIA obrigatória, incluindo o transporte e armazenagem quando excedidos determinados limiares [artigo 1º, n.º 2, e Anexo I, n.ºs 1, alínea a), 14, 16 e 20; e Anexo II, n.º 2, alínea e)];
- com a publicação do DL 151-B/2013, de 31 de Outubro (actual regime da AIA = RAIA), não houve qualquer alteração do *status quo*. A *nova* AIA manteve a mesma lista de projectos, com a sujeição de vários outros a ficar dependente de uma decisão conjunta dos ministros da tutela e do ambiente, tendo em conta os critérios estabelecidos no Anexo III<sup>38</sup>. Esta solução não

36. Sobre a forma de divisão das áreas concessionadas, por blocos e lotes, cfr. o artigo 3º.

37. Pergunta plena de sentido se pensarmos que há trabalhos de prospecção e pesquisa cujo risco para o meio ambiente não pode ser ignorado – por exemplo, uma sondagem de perfuração pode levar à libertação acidental de substâncias voláteis e poluentes.

38. Nestes critérios incluem-se as características do projecto (é uma sondagem especialmente perigosa face ao método de perfuração empregue?), a sua localização (o risco é maior porque a operação se realiza longe da costa ou a elevada profundidade?), e as características do potencial impacto (uma libertação acidental pode ser contida? pode atingir outros Estados? os ecossistemas conseguirão recuperar?). Sobre a impossibilidade de uma exploração petrolífera

era satisfatória, tanto por depender de uma opção governamental, como por deixar essa opção ao entendimento de dois ministros com perspectivas conflitantes;

- foi só com a segunda alteração ao RAIA, através do DL 179/2015, de 27 de Agosto, que as sondagens de pesquisa e/ou extracção de petróleo passaram, pela primeira vez, a ficar sujeitas a AIA, embora ainda com carácter limitado: fora das áreas sensíveis, esta sujeição só abrangia as sondagens por métodos não convencionais, como a fracturação hidráulica [Anexo II, n.º 2, alíneas b) e e)].

Portanto, durante mais de vinte anos, as operações de sondagem não estiveram sujeitas a AIA obrigatória, facto que aumentou a contestação relativamente à actividade e marcou um contraste com princípios básicos internacionalmente reconhecidos — recorde-se que logo em 1982 a CNUDM previu a necessidade de avaliação dos efeitos potenciais de actividades projectadas sobre o meio marinho, quando prejudiciais (artigo 206º), tendo sido seguida por outros instrumentos regionais, como o Protocolo para a Protecção do Mar Mediterrâneo contra a poluição (1994), à luz do qual as actividades a realizar na área da sua aplicação, quaisquer que sejam, carecem de autorização, que não pode ser concedida sem uma prévia avaliação de impacto ambiental (artigos 4º e 5º).

É certo que antes do DL 179/2015 já estavam em vigor outros diplomas que previam outras formas de avaliação ambiental, como o DL 140/99, de 24 de Abril<sup>39</sup>, e o DL 232/2007, de 15 de Junho<sup>40</sup>. Mas nenhum parece ser remédio (bastante):

- o DL 140/99, que corporiza o regime de conservação dos habitats naturais, procedendo à transposição das Directivas Aves e Habitats<sup>41</sup>, veio prever, no artigo 10º, uma avaliação de incidências ambientais das “acções, planos ou projectos (...) susceptíveis de afectar de forma significativa” um sítio da Rede Natura 2000. Três notas a este propósito: a primeira, para esclarecer que esta afectação não ocorre apenas quando estamos perante uma operação no interior da área classificada, podendo estar fisicamente distante mas os seus efeitos terem projecção sobre aquela área<sup>42</sup>; a segunda, para confirmar que este regime é plenamente aplicável às actividades aqui estudadas,

---

não pôr em risco receptores ambientais e dever apresentar soluções de minimização em sede de estudo de impacto ambiental, ver *Direito do Petróleo*, cit., pp. 293 e ss..

39. Com última alteração pelo DL 156-A/2013, de 8 de Novembro.

40. Com última alteração pelo DL 58/2011, de 4 de Maio.

41. Directiva n.º 79/409/CEE, do Conselho, de 2 de Abril, e Directiva n.º 92/43/CEE, do Conselho, de 21 de Maio.

42. Assim, Nicolas DE SADELEER, *La conservation des habitats naturels en droit communautaire*, in RevCedoua, n.º 11 (2003), pp. 28 e 29; igualmente, Tiago ANTUNES, *Singularidades de um regime ecológico: o Regime Jurídico da Rede Natura 2000 e, em particular, as deficiências da análise de incidências ambientais*, in No Ano Internacional da Biodiversidade: contributos para o estudo do direito da protecção da biodiversidade, coord. de Carla Amado Gomes, ICJP, 2010, p. 196 (livro digital disponível aqui: <https://www.icjp.pt/publicacoes/pub/1/735/view?language=en>).



de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e extracção de petróleo<sup>43</sup>; a terceira, enfim, para reconhecer na avaliação de incidências ambientais um procedimento elíptico quanto à sua regulação, na medida em que, quando não é absorvido pela AIA ou pela Avaliação Estratégica (v. *infra*), é duvidoso como se processa, bem como quem são as entidades competentes / intervenientes para o desenvolver<sup>44</sup>;

- o DL 232/2007, que encerra o regime a que está sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo a Directiva n.º 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Junho, menciona os “*planos e os programas para o sector da energia*” (artigo 3.º, n.º 1). Mas estes planos não são os planos anuais mencionados no artigo 31.º do RAPP, os quais são elaborados pelo concessionário — logo, não são planos e programas públicos, na acepção do artigo 2.º, alínea b), subalínea i) do DL 232/2007.

Temos uma outra possibilidade, que consiste em considerar a própria concessão como “*plano ou programa de enquadramento para a futura aprovação de projectos*” [artigo 3.º, n.º 1, alíneas a) e c)], conforme aparente sugestão da Comissão Europeia, na Recomendação de 22 de Janeiro de 2014<sup>45</sup> (cf. o Ponto 3.1.). Parece-nos, todavia, forçada a consideração dos contratos de concessão como “*planos*” ou “*programas*”<sup>46</sup>, até porque uma concessão é atribuída num momento posterior ao da apreciação estratégica das grandes opções<sup>47</sup> — ou seja, ela só existe porque, previamente, o Governo já decidiu a favor duma estratégia de prospecção e exploração, e fez publicar um aviso com a indicação das áreas destinadas ao exercício destas actividades (artigo 2.º do RAPP).

Uma terceira via, que nos parece mais adequada ao quadro normativo vigente, passa pelo ordenamento do espaço marítimo, nos termos da LBOGEM. O artigo 7.º deste diploma refere a necessidade de aprovação de planos de situação os quais, nos termos dos artigos 11.º, n.º 3, e 13.º do DL 38/2015, de 12 de Março, devem merecer avaliação ambiental estratégica.

---

43. Cf. o Parecer n.º 12/2016, da Procuradoria-Geral da República, *cit.*, ponto 8. Esta aplicação vale até no capítulo da adopção de medidas compensatórias, face aos impactos inevitáveis e que não se possam mitigar (o mesmo é dizer, embora com deficiente terminologia, face a danos ambientais — porque um impacto não ultrapassa o nível de intolerabilidade de que se reveste um dano ecológico).

44. Mais desenvolvidamente, Tiago ANTUNES, *Singularidades de um regime...*, *cit.*, pp. 204 e segs; e Carla AMADO GOMES, *Introdução ao Direito do Ambiente*, 2.ª ed., Lisboa, 2014, pp. 180-186.

45. Relativa aos princípios mínimos para a exploração e a produção de hidrocarbonetos mediante fracturação hidráulica maciça.

46. Também contra, cfr. o Parecer n.º 12/2016, da Procuradoria-Geral da República, *cit.*, ponto 7.

47. Sobre o conceito e a justificação da figura da avaliação ambiental estratégica, Fernando ALVES CORREIA, *A avaliação ambiental de planos e programas: um instituto de reforço da protecção do ambiente no direito do urbanismo*, in *Revista de Legislação e Jurisprudência*, n.º 3946 (2007), pp. 20 e segs; Catarina MORENO PINA, *A avaliação de impacto ambiental e a avaliação ambiental estratégica*, Lisboa, 2011.



Porque se trata de planos de ordenamento do espaço marinho, a avaliação ambiental estratégica é imperativa na sua elaboração, devendo deles constar um Relatório Ambiental o qual, por seu turno, vai condicionar — ainda que com flexibilidade — o estudo de impacto ambiental a inserir em futuras avaliações de impacto ambiental de planos de afectação (cfr. o artigo 13º, n.º 4 do DL 232/2007 e o artigo 23º do DL 38/2015, de 12 de Março).

### 1.4.3. A fase de desenvolvimento

A fase de desenvolvimento pressupõe a descoberta, pelo concessionário, de um campo de petróleo economicamente viável e inicia-se com a demarcação preliminar do campo e a elaboração de um plano geral de trabalhos de desenvolvimento e produção<sup>48</sup>, o qual deve ser apresentado à ENMC dentro do prazo inicial da concessão ou da prorrogação requerida (artigos 37º, n.º 1, e 38º).

O plano geral de trabalhos de desenvolvimento e produção deve ser acompanhado dos elementos referidos no artigo 38º do RAPP, que podemos dividir entre i) os de caracterização do potencial de exploração petrolífera (volume do poço, projecção de exploração ao longo da sua vida útil); ii) de caracterização das operações (estruturas a implantar, sua localização, programa de investimentos); e iii) de ausência de restrições de índole administrativa, versando a alínea e) sobre as “licenças e autorizações obtidas e indicação daquelas cujo pedido se encontra pendente”. Se tivermos em conta que a fase de produção é contemporânea da fase de desenvolvimento (artigo 42º)<sup>49</sup>, tal significa que as licenças e as autorizações exigíveis nos termos do artigo 38º, alínea e) são, por exemplo, todas as relacionadas com a extracção, transporte e armazenagem de petróleo, tais como:

- a declaração de impacto ambiental (DIA), sempre que estas actividades estão ou fiquem (por decisão ministerial) sujeitas a avaliação de impacto ambiental<sup>50</sup>. De referir que só relevam, para a passagem às fases de desenvolvimento e de produção, as DIAs de sentido favorável ou favorável condicionado, salvo se o campo de petróleo incidir e/ou atingir (n)um sítio da Rede Natura 2000, caso em que uma DIA de sentido desfavorável ainda pode ser ultrapassada através do mecanismo descrito no artigo 10º, n.ºs 10 a 13 do DL 140/99;
- a aceitação do relatório sobre riscos graves das instalações de produção, pela autoridade competente (AC) para a prevenção dos acidentes graves nas operações *offshore*, conforme disposto nos artigos 3º, alínea a), e 19º do DL

48. Recordamos que as concessões estão divididas por blocos e lotes, razão pela qual a descoberta de um campo de petróleo num dos blocos permite a passagem à fase de desenvolvimento nesse bloco, continuando-se na fase de prospecção e pesquisa nos restantes (se ainda em prazo).

49. Dado que a produção comercial de um campo de petróleo só pode ter início após a aprovação do plano geral de desenvolvimento e produção.

50. Nos termos da alínea c) do n.º 3 do artigo 1º do RAlA.

13/2016<sup>51</sup>;

- como os títulos de utilização privativa do espaço marítimo nacional (TUPEM), atribuídos por concessão, licença ou autorização, previstos no Capítulo III do DL 38/2015, de 12 de Março<sup>52</sup>. A exigência de um título jurídico-administrativo é consequência da reserva de uma área ou volume do espaço marítimo nacional para um aproveitamento, por um particular, superior ao obtido pela generalidade dos utentes (artigo 47º)<sup>53</sup>. Os TUPEM interessam às operações *offshore* e devem ser articulados com a concessão para o exercício das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo<sup>54</sup>.

Curiosamente, as eventuais “licenças” que possam ser devidas nesta fase, não englobam a licença ambiental disciplinada no DL 127/2013, de 30 de Agosto. Estranha-se esta omissão, não só porque este diploma pretende a prevenção e o controlo integrados da poluição, incluindo “*as emissões para o ar, a água e o solo*” (artigo 1º), e dificilmente a extracção de petróleo não afectará estes componentes ambientais (mais directamente a água e o solo ou sub-solo); mas também em razão do leque de actividades descritas no seu Anexo I, que inclui matadouros com alta capacidade de produção de carcaças, mas já não poços com alta capacidade de produção petrolífera<sup>55</sup>. Na verdade, onde o licenciamento ganha ímpeto, *de iure condito*, é a jusante do RAPP, no âmbito da refinação<sup>56</sup>, do transporte e da armazenagem dos produtos derivados do petróleo, como os combustíveis<sup>57</sup>.

---

51. Embora a Lei fale em “*aceitação*”, estamos perante uma verdadeira remoção de um obstáculo, como é próprio dos actos autorizativos (nenhuma actividade pode ter início, nenhuma alteração pode ser aplicada e nenhuma instalação desactivada sem esta aceitação – cf. o artigo 19º, n.ºs 1 e 7).

52. Sobre a sua diferenciação (no caso da concessão e da licença, em razão do tempo/frequência da utilização do espaço marítimo; no caso da autorização, pelo fim ou natureza dos projectos – a investigação científica e o teste de novas tecnologias), ver Vasco BECKER-WEINBERG, *Ordenamento e Gestão do Espaço Marítimo Nacional – Enquadramento e Legislação*, Quid Juris, 2016, pp. 48 segs..

53. Daí a utilização privativa não se confundir com o uso comum. Não obstante ser afirmado no artigo 47º do DL 38/2015 que esta utilização privativa ainda resultará “*em vantagem para o interesse público*”, na verdade e como explica Ana Raquel GONÇALVES MONIZ, o interesse público basta-se com o pagamento de uma taxa pelo utilizador privado, porquanto esta é uma forma de “*dinamizar o regime da dominialidade*” — *O regime jurídico...*, cit., pp. 119 e 120.

54. Recorde-se o disposto no artigo 18º, n.º 1 da LBOGEM: “*a atribuição de um direito de utilização privativa não concede ao seu titular o direito à utilização ou exploração de recursos*”.

55. Em sentido igualmente crítico, ver *Direito do Petróleo*, cit., p. 304. No caso das explorações *offshore*, a não sujeição a licenciamento ambiental ainda beneficia da “desculpa” da entrada em vigor do DL 13/2016, que introduziu os relatórios sobre riscos graves, criando obrigações de prevenção e usando o (mesmo) modelo das melhores técnicas disponíveis. Para as explorações *onshore*, a falta de cobertura é total, na falta de regulamentação própria e por o DL 13/2016 apenas lhes estender o disposto para as operações de sondagem (artigo 35º).

56. Anexo I, n.º 1.2. do DL 127/2013, e artigo 14º, alínea a) do DL 31/2006.

57. Referimo-nos ao licenciamento do DL 267/2002, de 26 de Novembro.

Com a aprovação de um plano geral de desenvolvimento e produção, o prazo inicial da concessão é acrescido de mais vinte e cinco anos. O novo prazo, o “*prazo de produção*”, que ainda pode ser prorrogado por uma ou várias vezes até ao limite de quinze anos, não impede a manutenção e o esgotamento do prazo inicial na parte ou partes da área concessionada não abrangidas pelo plano (artigo 22º, n.ºs 3 a 5).

A fase de desenvolvimento conclui-se com a demarcação definitiva dos campos de petróleo, no prazo previsto no artigo 41º do RAPP (até cinco anos após a data de aprovação de cada plano geral de desenvolvimento e produção).

#### 1.4.4. A fase de produção

A fase de produção é, das fases expressamente identificadas no RAPP, a que mereceu menor atenção — o que se explica, em parte, pelo facto de poder decorrer em simultâneo com a fase de desenvolvimento [dir-se-á que o controlo ambiental já foi previsto no artigo 38º, alínea e)]. Ainda assim, há dois aspectos dignos de menção:

- o artigo 44º inclui o transporte e a armazenagem do petróleo extraído na fase de produção, mas é apenas no DL 31/2006 que encontramos a definição do que constitui cada uma destas sub-actividades [artigo 3º, alíneas a) e y)]. Ora, não deveria a lista de definições do RAPP, constante do artigo 3º, ser alvo de uma actualização, para mais fácil (e clara) articulação de diplomas<sup>58?</sup>
- o artigo 46º disciplina a “*integração de campos de petróleo*” e determina, para os casos de prolongamento do campo de petróleo sobre uma área de concessão contígua, uma de duas soluções: ou o entendimento entre concessionários, para exploração conjunta [nº 1, alínea c)]; ou a intervenção do Estado, nas vestes de árbitro, que decidirá a favor de um dos concessionários. À semelhança dos artigos 11º e 15º, nada é dito quanto à (re)ponderação de critérios ambientais para a tomada desta decisão, mas não há razão para os excluir e a balança (dever) pender para o concessionário que dê mais garantias de segurança ambiental.

Cumprе mencionar, para lá da análise do diploma, que a fase de produção é a que acarreta uma maior dose de risco de impacto ambiental quer porque durante esta fase as instalações estão em constante operação, quer pela percepção de que quanto mais longa for a cadeia de actividades, maior é a probabilidade de algo correr mal<sup>59</sup>.

---

58. É que, relembramos, o transporte e armazenagem são actividades ambientalmente relevantes, como a sua sujeição a AIA denota.

59. Assim, Carla AMADO GOMES e João VERNE OLIVEIRA, *Actividades Petrolíferas...*, cit., pp. 60 e 61. Os autores usam como exemplo uma *offshore*, situada a grande distância da costa, que terá associados riscos de acidente na própria instalação, durante a extracção mas também riscos de acidente durante o transporte até ao ponto de refinação ou armazenamento

#### 1.4.5. A “fase” de encerramento (ou desactivação)

No RAPP, o encerramento da concessão não tem o estatuto de fase de actividade autónoma, sendo integrado na fase de produção e merecendo uma atenção mínima<sup>60</sup>: o artigo 47º limita-se a prever que o encerramento de sondas para a produção (extracção) de petróleo “*carece de apresentação prévia do respectivo projecto à ENMC*”, que o aprova sem, contudo, sequer indicar o que deve constar deste projecto; e o artigo 48º diz respeito ao “*abandono do campo de petróleo*”, que acontece quando o concessionário, antes do termo do contrato de concessão, por caducidade, não pretende mais explorar um ou mais campos de petróleo, “*por razões de inviabilidade técnica ou económica*”<sup>61</sup>. Este abandono está sujeito a deferimento do ministro da tutela (artigo 48º, n.º 3), o que vem no seguimento da sua competência para decidir sobre a constituição da concessão *ab initio*.

Mas o encerramento de um campo de petróleo (que atingiu o fim de vida útil; porque o custo para o concessionário se tornou inviável; porque a tecnologia disponível já não permite a extracção ou apenas a permite com um risco de acidente demasiado elevado; ou, ainda, por caducidade do contrato de concessão) é um momento que exige a devida atenção<sup>62</sup>. Tal operação deve ser levada a cabo “*de maneira a deixar no local o mínimo de vestígios de impacto ambiental*”<sup>63</sup> — o concessionário deve certificar-se de que o poço fica devidamente fechado (de modo a evitar derrames no futuro) e executar as operações de recuperação e requalificação ambiental que apaguem a pegada deixada. De resto, a fase da desactivação é de previsão obrigatória em qualquer projecto submetido a AIA, nomeadamente na fase da pós-avaliação (cfr. os artigos 2º, n); 21º, nº 3; 26º, n.º 1 do RAIA), bem como o dever de recuperação das condições físico-químicas do meio consta de outros diplomas aplicáveis nesta sede<sup>64</sup>.

---

seja por barco, seja por oleoduto.

60. Este é um dos aspectos que deve ser assinalado como uma marca de obsolescência do regime do RAPP. Note-se que a lei angolana do petróleo (Lei 10/04, de 12 de Novembro, artigo 75º) autonomiza expressamente, e a lei moçambicana do petróleo [Lei 12/2014, de 18 de Agosto, artigo 66º, n.º 1, alínea e)] inclui o dever de desmobilização, com restauração do meio, como dever do concessionário.

61. Não deve esquecer-se que os concessionários têm de suportar custos, como o pagamento de rendas de superfície por quilómetro quadrado de área atribuída (artigo 52º) e que, por vezes, a estimativa da capacidade de produção de um determinado poço de petróleo pode revelar-se errada.

62. Sobre as implicações das operações de desmantelamento das plataformas *offshore*, D. G. GORMAN e June NEILSON, *Decommissioning Offshore Structures*, Berlim, 2012, *passim*; Robert BECKMAN, *Global regime on the decommissioning of offshore installations and structures*, in *The Regulation of Continental Shelf Development: Rethinking International Standards*, The Hague, 2013, pp. 259 e ss..

63. Carla AMADO GOMES e João VERNE OLIVEIRA, *Actividades Petrolíferas...*, *cit.*, p. 60.

64. Veja-se, por exemplo o n.º 4 do artigo 48º do DL 38/2015, onde se dispõe que “O titular do título de utilização privativa do espaço marítimo nacional está obrigado, após a extinção do respectivo direito, a executar as diligências necessárias para a reconstituição das condições físico-químicas que tenham sido alteradas e que não se traduzam num benefício, nos termos do disposto no artigo 73.º “.

Isto mesmo foi realçado nas Conclusões do Conselho Europeu sobre segurança das actividades *offshore* de petróleo e gás<sup>65</sup> e constitui dado adquirido no Direito Internacional, desde a Convenção de Genebra sobre a plataforma continental (1958)<sup>66</sup>, passando (inevitavelmente) pela CNUDM<sup>67</sup>, até às Orientações da Organização Marítima Internacional (1989)<sup>68</sup>.

Foi preciso esperar pelo DL 13/2016 para dispormos, quanto às explorações *offshore*, de um regime legal mínimo nesta matéria. Na esteira da Directiva n.º 2013/30/UE temos, aqui, uma visão holística das actividades (ou operações) petrolíferas, abrangendo todo o ciclo de vida de uma instalação de pesquisa e/ou produção, isto é, a sua “*concepção, planeamento, construção, funcionamento e desactivação*” [artigo 2º, alínea z)]<sup>69</sup>. O DL 13/2016 trata quer do encerramento de sondagens (incluindo por abandono), no artigo 18º, n.º 6 — exigindo a apresentação de um relatório elaborado de acordo com os requisitos do Anexo II, n.º 3; quer do encerramento de instalações fixas, no artigo 19º, n.º 6 — exigindo a actualização do relatório sobre riscos graves, de acordo com o disposto no Anexo I, n.º 6, alínea j)<sup>70</sup>.

Ainda assim, permita-se-nos registar duas críticas: uma, a de que não há razão para dispensar uma descrição dos riscos de acidente grave associados ao encerramento

---

65. Cf. o Ponto 17.: “*AWARE of the environmental and safety aspects concerning installations after the closedown of operations, the Council CALLS on the Member States to favour adequate measures ensuring an environmentally safe decommissioning of offshore installations by the operators and (...) to ensure the protection of the environment from abandoned wells*”.

66. Esta Convenção incide sobre a exploração de petróleo e outros recursos naturais na plataforma continental. Aí ficou prevista, pela primeira vez, a obrigação de remoção integral das instalações desactivadas (artigo 5º, n.º 5). Sobre a forma como esta obrigação rapidamente se viu suavizada por outros métodos e práticas de remoção reconhecidos e aceites pela indústria, ver Gareth JONES e Mark SAUNDERS, *Abandonment of Offshore Petroleum Production Installations*, in European Community Energy Law: Selected Topics, London, 1994, pp. 240-241.

67. Cf. o artigo 60º, n.º 3, que dispõe que a remoção de estruturas e de instalações deve respeitar as “*normas internacionais geralmente aceites*” (como boa prática) e ter em conta a protecção da pesca, do meio marinho e dos direitos e obrigações de outros Estados.

68. As Orientações, constantes da Resolução A.672 (16), de 19 de Outubro de 1989 (disponíveis aqui: [http://www.imo.org/blast/mainframe.asp?topic\\_id=1026](http://www.imo.org/blast/mainframe.asp?topic_id=1026)) foram divididas em três partes:

“*General Removal Requirement*” — como regra, todas as instalações situadas na plataforma continental ou na zona económica exclusiva têm de ser integralmente removidas, salvo se a não remoção ou a remoção parcial respeitar as partes ii) e iii);

ii) “*Guidelines*” — a decisão de deixar uma instalação, ou partes desta, permanecer no fundo do mar, deve obedecer a uma avaliação caso-a-caso pelo Estado com jurisdição sobre a mesma e ter em consideração: o risco para a navegação à superfície; o ritmo de deterioração dos materiais e o seu efeito na fauna e flora marinha; o risco de deslocação accidental da estrutura; ou ainda a possibilidade de reaproveitamento para fins distintos;

iii) “*Standards*” — excepcionam da parte ii) alguns tipos de instalações, pela sua localização.

69. Frédéric SCHNEIDER, *Le Droit de l’Union Européenne...*, cit., pp. 278-279.

70. Note-se que o regime da licença ambiental — para esta fase de sondagens dispensada — inclui actualmente um momento de “*encerramento dos locais*” (cf. o artigo 42º do DL 127/2013) o qual pressupõe um levantamento prévio do estado de contaminação do subsolo e da água antes da concessão da licença (relatório de base) e um novo relatório de desmantelamento (plano de desactivação) antes do abandono das instalações.

no caso de sondagens<sup>71</sup>; outra, a de que se perdeu uma oportunidade para detalhar, um pouco mais, o que se espera em termos de “medidas adequadas”<sup>72</sup>.

O DL 13/2016 representa, portanto, uma evolução incompleta. E onde essa marca de incompletude mais se manifesta é na ausência de um comando-maior: na obrigação de reposição da situação (ambiental) anterior<sup>73-74</sup>. E só aqui haveria muito para comentar, dado que esta reposição pode implicar a restauração natural, pela devolução exacta do local afectado ao estado anterior à concessão, ou uma solução de “equivalente”, sempre numa base casuística. Uma solução equivalente pode, inclusive, passar pela não remoção das instalações e estruturas (ou partes destas) e o seu reaproveitamento para outros fins – trata-se do que acontece no “*rigs to reefs*”, uma solução de conversão de plataformas petrolíferas em recifes artificiais, com potencial benefício para o ambiente marinho<sup>75</sup>. É certo que esta solução não é consensual no Direito Internacional, mas o Direito da União ignora-a e sobre ela continua a não reflectir<sup>76</sup>.

---

72. Por exemplo, para efeitos do Anexo I, n.º 6, alínea j, sub-alínea iii). O Direito da União Europeia, no qual o DL 13/2016 se filia directamente, continua aquém de alguns regimes sectoriais, incluindo os de alguns Estados-membros. Veja-se o britânico *The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005* (disponível aqui: [http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2005/3117/pdfs/ukxi\\_20053117\\_en.pdf](http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2005/3117/pdfs/ukxi_20053117_en.pdf)), um regime que incide sobre diferentes planos de segurança consoante a fase do ciclo de vida da instalação – cfr. o Anexo 5, relativo ao plano de encerramento de instalações fixas (este plano e as medidas de segurança nele incluídas devem ser adequados às características da instalação, ao tipo de riscos ambientais, à probabilidade de libertações acidentais e às consequências que as mesmas possam ter).

73. Nem serve de desculpa o facto de se tratar do regime de “*prevenção dos acidentes graves*”, dado que o mesmo não deixa de articular a prevenção com a reparação (mas fá-lo apenas em caso de ocorrência de danos ambientais, no artigo 10º, n.º 2). Ora, mesmo não se tendo registado danos decorrentes do encerramento do campo/instalação houve, certamente, uma afectação do meio marinho que é merecedora de neutralização. Neste sentido, veja-se o que ocorre no Direito Angolano — Carla AMADO GOMES e João VERNE OLIVEIRA, *Actividades Petrolíferas...*, cit., pp. 69 e 70.

74. .brigação — assim, como exemplo, o Contrato entre o Estado Português e a Australis Oil & Gas Portugal, Sociedade Unipessoal, Lda., no que toca à concessão de direitos de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo na área designada por Batalha (cf. o artigo 4º). Este e outros contratos podem ser consultados em: <http://www.enmc.pt/pt-PT/atividades/pesquisa-e-exploracao-de-recursos-petroliferos/licencas-e-concessoes/contratos-em-execucao/>.

75. Esta solução pode ser aplicada *in situ* ou *ex situ*, transportando a plataforma até um local onde se pretenda criar um recife artificial. Os benefícios vão desde a criação de locais de concentração de presas (porque criam condições ideais para a sua reprodução) à criação de colónias de coral. A utilização desta solução nos EUA e os diferentes métodos aplicados são analisados por Robert BECKMAN, *Global regime on the decommissioning...*, cit., pp. 274 e segs..

76. Admitindo o *rigs to reefs*, a Convenção de Londres sobre a prevenção da poluição marinha por descarga de resíduos e outros materiais, de 1972, cujo conceito de “descarga” como não incluindo a disposição de instalações no leito marinho para fins que não o simples abandono é igualmente utilizado pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar [artigo 1º, n.º 1 (5)]. No sentido oposto, veja-se a Convenção para a Protecção do Meio Marinho do Atlântico Nordeste (OSPAR), de 1992, que o Estado português ratificou pelo Decreto n.º 59/97, de 31 de Outubro. Sobre as razões que terão influenciado a Convenção OSPAR, em concreto o caso *Brent Star*, ver Dolly JORGENSEN, *OSPAR’s exclusion of rigs-to-reefs in the North Sea*, in *Ocean & Coastal Management* (Março de 2012), pp. 60 e segs..

### 1.5. A responsabilidade do concessionário (e outros)

A responsabilidade pelas perdas e danos provocados pelo exercício das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo vem prevista no artigo 69º do RAPP, em pleno Capítulo de “*Disposições Finais*” — o que só por si indicia que não se lhe quis dar um tratamento especial, como se a matéria estivesse dependente da operacionalização do regime estabelecido nos Capítulos anteriores. Por isso, quando o artigo 69º, n.º 1 admite a existência de responsabilidade, fá-lo, necessariamente, nos termos da lei geral vigente, a qual só poderia ser, em 1994, o Código Civil. Porém, actualmente, ao regime geral, que resolve os problemas de danos às pessoas (integridade física ou património), acresce um regime com um diferente objecto: o DL 147/2008, de 29 de Julho, sobre a reparação do dano ecológico<sup>77</sup>.

Atentando nesta dualidade, podemos hipotizar três casos:

i) o dano pode apenas ser pessoal ou patrimonial (dano a pescadores, por diminuição de espécimens capturados; dano a frequentadores da zona, por poluição das águas), devendo, se expressivo ao ponto de merecer a tutela do Direito, ser reparado de acordo com os artigos 483º e segs. do Código Civil;

ii) o dano pode ser simultaneamente pessoal e ecológico — por lesar, de uma banda, bens estritamente pessoais ou patrimoniais (valem os exemplos acima) e, de outra banda, também algum dos bens ecológicos identificados na alínea e) do artigo 11º do DL 147/2008 de forma “mensurável, adversa e significativa”<sup>78</sup>. Nesta última vertente, o dano terá de ser reparado por recurso aos critérios ínsitos no Anexo V do DL 147/2008, que só em caso excepcional admitirá o pagamento de quantias em dinheiro (sendo certo que as medidas aí descritas têm custos), e se estas tiverem que ser liquidadas por completa impossibilidade de utilização dos critérios enunciados e porque o infractor não pode sair impune, não-de ser afectas ao Fundo Ambiental<sup>79</sup>. A coexistência destes danos pode levantar problemas quer relativamente à legitimidade para os invocar (sujeitos

---

77. Com última alteração pelo DL 13/2016, de 9 de Março. Sobre este regime, vejam-se os textos integrados nas *Actas do Colóquio A responsabilidade Civil por dano ambiental* (e-book disponível aqui: <http://www.icjp.pt/publicacoes>), realizado na Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa nos dias 18, 19 e 20 de Novembro de 2009, (coord. de Carla Amado Gomes e Tiago Antunes), Lisboa, 2010; Carla AMADO GOMES, *A responsabilidade civil por dano ecológico: Reflexões preliminares sobre o regime instituído pelo DL 147/2008, de 29 de Julho*, in *O Direito*, 2009/I, pp. 127 segs; *idem*, *Introdução ...*, cit., pp. 248-265.

78. Tenha-se em atenção que o DL 13/2016 alterou a definição de ‘águas’ para efeitos de submissão ao DL 147/2008, passando a estar compreendidas na subalínea ii) da alínea e) do artigo 11º do segundo diploma “o ‘estado ambiental das águas marinhas’, conforme a definição constante do Decreto-Lei n.º 108/2010, de 13 de outubro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 201/2012, de 27 de agosto, e 136/2013, de 7 de outubro, na medida em que os aspetos do estado ambiental do meio marinho não estejam já cobertos pela Lei da Água ou legislação complementar”.

79. O Fundo Ambiental foi criado pelo DL 42-A/2016, de 12 de Agosto, assumindo os direitos e obrigações do Fundo de Intervenção Ambiental, e absorvendo os por si extintos: Fundo Português de Carbono, Fundo de Protecção dos Recursos Hídricos e Fundo para a Conservação da Natureza e da Biodiversidade.



lesados, no primeiro caso; autores populares ou Ministério Público, no segundo), quer relativamente à sede de discussão das operações de reparação: os tribunais (comuns) no primeiro caso; a Agência Portuguesa de Ambiente, através de um procedimento administrativo descrito no artigo 16º do DL 147/2008, no segundo caso;

iii) o dano pode ser um dano exclusivamente ambiental, ou seja e mais claramente, um “dano ecológico”, por traduzir a afectação “mensurável, adversa e significativa” da integridade de um componente ambiental natural ou da qualidade dos seus serviços — caso em que se aplica apenas o DL 147/2008 e as formas de reparação do Anexo V. A reparação é preferencialmente em espécie, seja por restauração natural (dita “reparação primária”), seja por restauração por equivalente (dita “reparação complementar”), num e noutros casos complementadas por medidas de reparação de perdas transitórias (dita “reparação compensatória”), se estas ocorrerem<sup>80</sup>. Vale o exemplo dado acima, na vertente estritamente ecológica, bem como as observações sobre legitimidade e reparação expendidas.

Prosseguindo, quando ocorre um dano, qualquer que ele seja, cumpre apurar o responsável pela sua reparação — à cabeça figura o concessionário, enquanto titular dos direitos previstos no RAPP. Este pode, todavia, e como resulta do seu artigo 69º, n.º 2, “*mandar executar*” os trabalhos que esteja autorizado a realizar. Na verdade, numa *offshore*, além do titular da licença podemos ter até duas outras figuras ou intervenientes: o operador, definido como “*a entidade designada pelo titular da concessão para conduzir [as] operações offshore*”; e o contratado, se o operador recorrer a outrem para “*exercer funções específicas*”, em seu nome (artigo 2º, alíneas j) e y) do DL 13/2016). Pese o RAPP apenas mencionar a responsabilidade do concessionário, quando é articulado com os artigos 4º, n.º 1 do DL 147/2008<sup>81</sup>, e 8º, n.º 2 do DL 13/2016, haverá lugar a responsabilidade solidária de todos os intervenientes, mesmo que haja culpa de um ou outro e sem prejuízo do eventual direito de regresso que lhes assista<sup>82</sup>.

Identificado o tipo de dano e apurados os responsáveis, resta saber a que título é feita a imputação de responsabilidade: se subjectivo, por um juízo de culpa; se objectivo, com base no risco das actividades — sendo certo, à partida, que a responsabilidade objectiva é sempre e só a que esteja legalmente tipificada como tal, quer se aplique o Código Civil (artigo 483º, n.º 2), quer se aplique o DL 147/2008 (artigos 7º e 12º, n.º 1). No Direito comparado, encontramos exemplos, como o angolano, de responsabilidade objectiva por danos ambientais no âmbito de operações petrolíferas<sup>83</sup>, mas em Portugal esta porta está, de momento,

---

80. São “*perdas transitórias*” as que se continuam a registar, ao nível das funcionalidades que um dado componente ambiental natural prestava pré-dano, enquanto este é recuperado.

81. Ou seja, quando a natureza do dano assim o reclame.

82. Ponto assente é que o concessionário nunca se exonera perante o lesado só porque foi outra entidade a levar a cabo os trabalhos. A licença é sua, a responsabilidade financeira primeira é sua, o que ficou vincado no artigo 8º, n.º 1, alínea b) do DL 13/2016. Já assim, João Verne OLIVEIRA, *Acidentes com operações...*, cit., p. 137.

83. Carla AMADO GOMES e João VERNE OLIVEIRA, *Actividades Petrolíferas...*, cit.,



fechada, uma vez que:

- no DL 147/2008, não encontramos no Anexo III as actividades sobre que versa o RAPP (só a refinação, como actividade carente de licença ambiental, está contemplada, no n.º 1). Diga-se, a avaliar pela forma como funciona o regime da responsabilidade por danos ambientais, que mais vale que assim seja. Com efeito, seria chocante se incluíssemos a prospecção, extracção ou transporte de petróleo bruto no Anexo III, para facilitar o estabelecimento de responsabilidade, e depois ter como resultado final a imputação do custo das medidas de reparação à comunidade, mais concretamente, ao Fundo Ambiental — é o que espantosamente resulta dos artigos 20º, n.º 3, alínea b), i), e 23º, n.º 1.

Este constitui um péssimo cenário, que não se coadunaria com a distribuição do risco no contrato de concessão: recorde-se que o risco corre por conta do concessionário, dadas as vantagens económicas que o mesmo pode extrair da relação contratual firmada com o Estado<sup>84</sup>;

- no âmbito do Código Civil e quanto aos danos por si abrangidos, poderia equacionar-se a solução da responsabilidade do concessionário pelo risco, como comitente, se recaísse culpa sobre o operador e/ou o contratado, nos termos do artigo 500º, n.º 1. É uma equação frágil, todavia, dado que para haver uma relação de comissão, tem de haver um “*vínculo de autoridade e subordinação*”, podendo o comitente dar ordens e instruções, ao comissário, sobre a finalidade, o modo e os meios de execução dos trabalhos<sup>85</sup>; ora a relação entre o concessionário e o operador, por um lado, e entre o operador e o contratado, por outro lado, pode não assentar neste modelo, sendo antes de livre prestação de serviços, como sucede numa empreitada<sup>86</sup>.

Restará, portanto, a responsabilidade subjectiva, por dolo ou negligência. Naturalmente, quase todos os casos de danos provocados por actividades de prospecção ou extracção petrolífera revestirão hipóteses de negligência, em que falta a intenção de provocação do dano, pelo lesante. Daí ser necessário reflectir até que ponto a visão tradicional de negligência não deve ser repensada para estas actividades, quanto ao que constitui, propriamente, uma acção ou omissão negligente do concessionário, do operador e/ou do contratado. O artigo 69º do RAPP limita-se a estabelecer que estas entidades têm de actuar segundo “*a boa técnica e prática da indústria petrolífera*”, pelo que parece ser este o critério à luz do qual a culpa se afere.

Todavia, se os regimes de prevenção/reparação confiam, em larga medida, nas

---

pp. 65 a 67.

84. Veja-se o artigo 10º do contrato referido na nota de rodapé n.º 74.

85. Assim, Mário ALMEIDA COSTA, *Direito das Obrigações*, Coimbra, 2005, pp. 565-566.

86. Rejeitando a responsabilidade pelo risco nas empreitadas, porque quem executa pode decidir por si como fazê-lo, “*escolhendo os meios e utilizando as regras de arte que tenha por próprias*”, veja-se o acórdão do Supremo Tribunal de Justiça de 7 de Abril de 2011 (proc. 5606/03.3TVLSB.L1.S1).

melhores práticas da indústria e se estas práticas são desenvolvidas por agentes que não são o regulador, nem o legislador — antes trabalham para, e servem, primeiro, os interesses daquela indústria —, onde reside o incentivo ou a garantia de um nível elevado de protecção<sup>87</sup>? Uma hipótese passa por considerar como negligência a complacência, que pode advir de diferentes factores, desde a pouca atenção prestada à formação dos trabalhadores, à falsa confiança nos números (“*we’ve gone \_ days without an accident*”<sup>88</sup>) ou, ainda, à demora na introdução de novas tecnologias. Outra ajuda, ao nível do ónus probatório, implica fazer incidir sobre o lesante uma “*presunção*” de culpa, salvo demonstração de que tudo quanto estava ao seu alcance fez para evitar o dano — algo que podemos, perfeitamente, conceber, tratando as actividades em apreço como actividades perigosas, pela sua própria natureza ou pela natureza dos meios que utilizam, conforme disposto no artigo 493º, n.º 2 do Código Civil<sup>89</sup>.

## II. O regime de prevenção de acidentes graves nas operações *offshore* de petróleo e gás (e de limitação das consequências desses acidentes)

Ao percorrermos o regime das actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, no que da sua vertente jurídico-ambiental releva, concluímos ser possível articular a sua moldura legal, especificamente quanto às operações *offshore*, com o regime do DL 13/2016. Todavia, essas conexões, por si só, não bastam, uma vez que o DL 13/2016 é, a par do RAPP, um diploma que contém indicações normativas próprias e exclusivas sobre o tema que nos ocupa (por oposição a outros diplomas gerais, com os quais se articula, como o DL 147/2008, ou o RAIA).

Sobre o regime de prevenção de acidentes graves nas operações *offshore*, iluminamos na sequência deste texto aqueles que são os seus aspectos essenciais. Sublinhe-se, desde já, que o Conselho Europeu, na sua exortação à Comissão Europeia, em Dezembro de 2010, no sentido de esta apresentar iniciativas concretas de alteração da legislação da União em matéria de regulação das explorações de petróleo *offshore*, se manifestou “*Profundamente consternado pelo desastre do Golfo do México, em Abril de 2010, em termos de perda de vidas humanas e das gravíssimas consequências ambientais, económicas e*

---

87. Expondo o dilema, Jacqueline WEAVER, *Offshore Safety in the wake of the Macondo Disaster: business as usual or Sea change?*, in Houston Journal of International Law, vol. 36 (2014), University of Houston Law Center, pp. 157 e segs..

88. Criticando a noção que a indústria tem dos acidentes petrolíferos como “*high consequence, low probability*”, quando são, ao invés, “*high consequence, low frequency*” (ou seja, os acidentes podem ser estatisticamente pouco frequentes, mas em determinadas operações, altamente prováveis quanto à sua eclosão), ver Nancy LEVESON, *Risk Management in the Oil and Gas Industry: testimony before the United States Senate Committee on Energy and Natural Resources* (Maio de 2011), disponível em: <http://energy.mit.edu/news/risk-management-in-the-oil-and-gas-industry/>.

89. Uma lista de actividades já assim consideradas pela jurisprudência, na qual se encaixam perfeitamente as que aqui tratamos, pode ser consultada em Luís MENEZES LEITÃO, *Direito das Obrigações*, vol. I, 5.ª ed., Coimbra, 2006, pp. 324 e 325.

*sociais que resultaram da fuga de petróleo*”. Ou seja, um dos piores desastres petrolíferos à data desencadeou da parte das instituições da União Europeia uma reação positiva, no campo legislativo<sup>90</sup>, fruto do interesse “*em evitar uma catástrofe semelhante*” — conforme se lia já, de resto, na anterior Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho, de Outubro de 2010, que recorda outros acidentes graves, na Europa, como o *Piper Alpha* e o *Alexander Kielland*<sup>91</sup>.

A Directiva n.º 2013/30/UE acaba por constituir um compromisso e um reconhecimento: por um lado, um compromisso da parte da União Europeia em manter uma produção própria de petróleo, por motivos de aprovisionamento de energia, de postos de trabalho e de oportunidades de negócio da sua economia<sup>92</sup> — portanto, a União Europeia afastou um cenário de opção zero, ainda que sob a forma de recomendação aos Estados-membros no sentido de um desmantelamento gradual da sua indústria petrolífera; por outro lado, um reconhecimento de que não é possível eliminar na íntegra todos os riscos associados a esta actividade, revelando-se, todavia, imperativo garantir a segurança máxima da integridade das operações.

### 2.1. Objecto e âmbito de aplicação

O DL 13/2016 estabelece os “*requisitos mínimos para a prevenção dos acidentes graves nas operações offshore de petróleo e gás*” no artigo 1.º, n.º 1. Convém decompor esta fórmula, explicando, por um lado, que o estabelecimento de “*requisitos mínimos*” implica que os concessionários e os operadores podem ir mais longe na prevenção de acidentes graves, na resposta a emergências e na limitação das suas consequências. Teria sido importante o diploma estabelecer bases para incentivar este “*ir além*” (porventura fiscais), até porque os concessionários que incrementem o nível de segurança estarão a gerar um benefício colectivo (desde logo, os seus equipamentos, instrumentos e instalações podem reverter para o Estado, finda a concessão, nos termos do artigo 65.º do RAPP).

Por outro lado, importa frisar que a delimitação de “*acidentes graves*” (definidos no artigo 2.º, alínea c), que copia o artigo 2.º, 1) da Directiva n.º 2013/30/EU), suscita dúvidas — concretamente, de saber se a previsão destes acidentes, na subalínea iv), como resultantes dos referidos nas subalíneas anteriores, significa que os danos ecológicos só relevam quando sejam, simultaneamente, danos ambientais reflexos<sup>93</sup>.

---

90. Sobre os movimentos “*regulador a reboque da indústria*” e “*indústria a reboque dos acidentes*”, nos Estados Unidos, ver Jacqueline WEAVER, *Offshore Safety...*, cit., p. 158.

91. Comunicação *Enfrentar o desafio da segurança da exploração offshore de petróleo e gás* (cf. as pp. 1 a 3 — a explosão da plataforma *Piper Alpha*, em 1988, provocou 167 mortes e a libertação de 670 ton. de petróleo; a plataforma *Alexander Kielland* virou-se, em 1980, tendo provocado a morte de 123 pessoas.)

92. A vasta maioria da produção europeia de petróleo tem lugar *offshore*.

93. Neste sentido, afirmando que o artigo 2.º da Directiva parece não considerar acidentes

A expressão do legislador não foi a mais feliz; contudo, diríamos que deve ser lida no sentido de abranger *todos* os danos, pessoais e ecológicos, sem distinção, por quatro motivos: *primo*, porque o regime quer assegurar a protecção do meio marinho, na medida em que as operações *offshore* podem desencadear aí “*consequências devastadoras e irreversíveis*” [é o que se retira do preâmbulo da Directiva n.º 2013/30/UE, Considerandos 4) e 6)]; *secundo*, porque a subalínea iv) pode querer referir-se aos incidentes ambientais provocados por uma explosão, um incêndio, uma perda de controlo das sondagens, uma fuga ou outra vicissitude ocorrida nas instalações, ainda que sem mortes ou ferimentos das pessoas e dos trabalhadores que nelas se encontrem; *tertio*, porque os acidentes, tal como estão descritos nas subalíneas i) a iii), podem ser “*a perspectivar*” (daí dizer-se “*que resultem ou possam resultar*”), pelo que as medidas são tomadas num cenário de projecção do risco e para danos potenciais (com base em perguntas como: *esta operação pode seriamente resultar numa perda de controlo? essa perda de controlo pode implicar uma explosão e uma fuga de petróleo? há risco de derrame? há risco de incêndio e para a integridade física das pessoas envolvidas?*); *quarto*, porquanto concluímos já que no regime das operações *offshore* foi acolhida a responsabilidade pela prevenção e reparação de danos ambientais nos mesmos termos da Directiva n.º 2004/35/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de Abril, transposta no nosso país pelo DL 147/2008<sup>94</sup>.

Enfim, deve ressaltar-se que “*operações offshore*” são as compreendidas em todo o ciclo de vida da instalação (prospecção, produção e encerramento). Por “*offshore*”, o DL 13/2016 considera “*o que está situado no mar territorial, na Zona Económica Exclusiva ou na plataforma continental do Estado Português, na acepção da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar*” [artigo 2º, alínea u); ver também o artigo 2º, nº 1 da LBOGEM]. Esta noção de *offshore* não implica que, ocorrendo danos, a obrigação de reparação não possa estender-se além da zona *offshore*, até às águas interiores (por exemplo, águas costeiras). Essa conclusão retira-se cristalina da leitura do artigo 37º, que alterou a definição de “*danos causados às águas*” do DL 147/2008. Determina, isso sim, a existência de um regime jurídico cujas obrigações em matéria de segurança visam, com raríssimas excepções, as instalações localizadas nestes espaços marítimos.

Na verdade, e ainda que a Comissão tenha chegado a equacionar a solução da imposição às empresas sediadas na União Europeia de uma “*política uniforme, em matéria de segurança e ambiente, nas suas actividades em todo o mundo*”<sup>95</sup>, a Directiva n.º 2013/30/UE esfriou tais ânimos<sup>96</sup>. Por isso, quando

---

como os naufrágios e derrames dos navios *Erika* e *Prestige* como “*acidentes graves*”, ver José JUSTE-RUIZ, *La Directive européenne sur la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer*, in *Revue Juridique de l'Environnement*, 2014/1, pp. 29-30.

94. É o que resulta do artigo 7º da Directiva n.º 2013/30/UE.

95. Comunicação referida na nota de rodapé n.º 91 (cfr. a p. 14 – Ponto 5.2.).

96. Ver Yves VAN DER MENSBRUGGHE, *Nouveaux progrès de l'Union Européenne en matière de sécurité maritime et de préservation de l'environnement marin en 2013*, in *Annuaire du Droit de la Mer*, tomo XVIII, 2013, p. 282; e Frédéric SCHNEIDER, *Le Droit de l'Union Européenne...*, *cit.*, pp. 293-294.

analisamos esta Directiva e o DL 13/2006, o que se encontra em matéria de obrigações extraterritoriais é ínfimo: quanto às empresas, pode a autoridade competente solicitar-lhes que enviem um relatório sobre as circunstâncias de qualquer acidente ocorrido num país terceiro, em que tenham estado envolvidas; e quanto à autoridade competente, refere-se a promoção do intercâmbio de conhecimento, informação e experiência, dentro e fora da União, bem como a informação imediata sobre acidentes e ameaças iminentes de acidentes com impactos transfronteiriços aos homólogos dos países com jurisdição sobre o espaço marítimo afectado (no DL 13/2006, vejam-se os artigos 14º, n.º 1, 24º, n.º 2, e 28º, n.º 2).

## 2.2. A Autoridade Competente (AC)

De acordo com o artigo 8º da Directiva n.º 2013/30/UE os Estados-membros teriam de designar uma autoridade competente, responsável pelas funções de regulação relativas à segurança *offshore* e ao ambiente (conforme identificadas no n.º 1), que se caracterize pela “*independência e objectividade*”, sendo imune a conflitos de interesse (requisitos que estão previstos no n.º 2). O risco de conflito de interesses existe, desde logo, quando se encontram as funções de regulação aqui tratada com a do desenvolvimento económico dos recursos naturais do *offshore*, “*incluindo o licenciamento e a gestão das receitas*”. Para o evitar, a melhor forma “*consiste numa separação completa*” entre autoridades (pode ler-se no Considerando 20).

O artigo 3º, n.º 1 do DL 13/2016 afasta-se sensivelmente desta solução: a Autoridade Competente (nacional) vê as suas competências exercidas em conjunto pela Direcção Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos (DGRM) e pela ENMC, entidade que intervém directamente na atribuição de concessões, ao abrigo do RAPP (embora a decisão final caiba à tutela, é a ENMC que analisa as candidaturas e propõe o “*vencedor*”; uma vez atribuída a concessão, é a ENMC que vai acompanhar a elaboração e aprovação dos planos de trabalhos).

Contudo, mesmo inexistindo uma separação completa, o espírito da Directiva não sai frustrado: o método de exercício das competências reside na conferência procedimental (artigo 4º), o que significa que para a tomada de decisões tem de haver unanimidade entre a DGRM e a ENMC (é o que resulta do n.º 1 deste artigo 4º; e, também, do artigo 81º, n.ºs 4 e 5 do Código do Procedimento Administrativo<sup>97</sup>). Diga-se, de resto, que a própria Directiva admitia excepcionar a separação completa entre as duas matérias se a mesma se revelasse desproporcionada, como “*quando o volume de operações offshore de petróleo e gás num Estado-membro seja muito reduzido*”, e desde que esse Estado-membro

---

97. Sobre a conferência procedimental, veja-se Tiago SERRÃO, *A conferência procedimental no novo Código do Procedimento Administrativo: primeira aproximação*, in Comentários ao novo Código do Procedimento Administrativo, 3ª ed., coord. de Carla Amado Gomes, Ana Neves e Tiago Serrão, Lisboa, 2016, pp. 655 segs.

adoptasse medidas alternativas para assegurar a independência e objectividade da autoridade competente (Considerando 21) — como sucede por via da conferência procedimental, ou mediante o princípio de funcionamento inscrito no artigo 7º, alínea a)<sup>98</sup>.

Sem que nos queiramos alongar, importa salientar algumas atribuições e poderes com que a lei dotou esta AC<sup>99</sup>:

- a AC tem competência regulamentar, incluindo a de emitir regulamentos com eficácia externa, relativamente às atribuições previstas no artigo 3º [artigo 6º, alínea g)] — esta é, para nós, uma competência que a eleva acima de outras autoridades competentes, como a Agência Portuguesa do Ambiente, e que se justifica em razão da necessidade de uniformizar as melhores práticas, estando a AC numa posição privilegiada para fazê-lo e a um nível reforçado<sup>100</sup>;
- a AC tem uma palavra a dizer na escolha do operador pelo concessionário, *ab initio* — objectando a essa escolha — e ao longo da concessão — exigindo a sua substituição, se entender que este não tem capacidade para cumprir os requisitos do DL 13/2016, em matéria de prevenção, reparação e resposta a emergências (artigo 9º);
- a AC tem competência sancionatória, incluindo para determinar a rescisão do contrato de concessão, sem que o titular tenha direito a qualquer indemnização [artigo 31º, n.º 1, alínea c)] — o que vem ampliar as causas de rescisão contratual enumeradas no artigo 61º, n.º 1 do RAPP;
- a AC pode determinar a suspensão de actividades se entender que o risco (para as pessoas ou para o ambiente) aumentou face ao que foi anteriormente acautelado, e até à sua contenção num nível tão baixo quanto for razoavelmente exigível [artigo 6º, alínea e)];
- a AC deve ser, a par dos concessionários e operadores, um motor de inovação e servir-se das suas receitas para financiar a realização de estudos que contribuam para uma melhor realização dos fins do DL 13/2016 [Anexo III, n.º 1, alínea d)].

### 2.3. Gestão de risco sistemática

Embora não ignore a reparação dos danos ambientais, o DL 13/2006 focou-se, essencialmente, na prevenção destes. O artigo 10º, n.º 1 dispõe que os operadores (que aqui são os principais destinatários das obrigações *de facere*<sup>101</sup>)

---

98. Que, dirigindo-se à Autoridade Competente *in totum*, também terá implicações para os juízos da ENMC.

99. Para além do que consta (e pode ser lido) no artigo 3º, n.º 2.

100. Veja-se, ainda, o disposto no artigo 8º, n.º 4, e no Anexo VI do DL 13/2016.

101. Dado que a responsabilidade financeira é do concessionário [artigo 8º, n.º 1, alínea b)].

*“são responsáveis por tomar todas as medidas adequadas para a prevenção da ocorrência de acidentes graves associados às operações offshore de petróleo e gás e garantir que essas operações são realizadas com base numa gestão de riscos sistemática, de modo a que o risco residual de acidentes graves, para as pessoas, para o ambiente e para as instalações offshore seja aceitável”.*

A definição de risco aceitável é-nos dada pelo artigo 2º, alínea b): é o risco que está ou foi reduzido a um nível em que uma redução adicional exigiria *“um tempo, custo ou esforço manifestamente desproporcional aos benefícios dessa redução”*, devendo esta ponderação ter em conta as características da operação e as *“melhores práticas”*<sup>102</sup>.

Gostaríamos de deixar claro que um regime que faz assentar a prevenção de acidentes graves numa cláusula geral de melhores práticas não confere, por si só, cabal cumprimento à intenção de garantir a aplicação das práticas mais avançadas em toda a União Europeia<sup>103</sup>; com efeito, torna-se (ainda) necessário avançar com uma sistematização e uniformização destas práticas, sabendo-se que há Estados que têm uma indústria mais experiente, com reflexo na legislação interna (por exemplo, o Reino Unido e a Noruega), mas que são a exceção<sup>104</sup>. E a verdade é que temos uma União com um *“regime composto”* pela soma do que trouxe a Directiva n.º 2013/30/UE com várias Convenções Regionais, que não se aplicam em todas as águas mas apenas ou no Atlântico Nordeste, ou no Mediterrâneo, ou no Báltico<sup>105</sup>...

A gestão de risco sistemática é prosseguida através das metodologias que a seguir se descreve.

### **2.3.1. (da) adopção de uma política de prevenção**

É da responsabilidade dos operadores adoptar uma política de prevenção de acidentes graves, de acordo com os critérios definidos no Anexo IV [artigo 11º, n.º 1, alínea a)]. A política de prevenção dita a postura da empresa na forma como: mantém e inspecciona as suas instalações; reage em caso de acidente grave e de falhas nas primeiras medidas de contenção; inventaria o equipamento disponível; contrata e forma pessoal; e cultiva uma mentalidade de segurança e de cooperação (devendo incentivar a comunicação de acidentes e quase-

---

102. Assim, também, o Anexo III, n.º 4, alínea e), segundo o qual a AC deve avaliar se o operador, na determinação das medidas necessárias para alcançar níveis de risco aceitáveis, teve em conta os *“princípios de boas práticas relevantes”*.

103. Intenção manifestada na Comunicação referida na nota de rodapé n.º 91 (cfr. a p. 4 – Ponto 2.).

104. Referindo que com a uniformização de práticas se pode, também, chegar à uniformização das instalações e dos equipamentos, o que permite melhorar, desde logo, a capacidade de resposta a emergências e facilita a manutenção das instalações e a formação dos trabalhadores, Jacqueline WEAVER, *Offshore Safety...*, cit., pp. 197-199.

105. Assim, José JUSTE-RUIZ, *La Directive européenne...*, cit., pp. 40-42.



acidentes e proteger os denunciante<sup>106</sup>).

### 2.3.2. (da) capacidade técnica e financeira do pretendente-a-concessionário

O concessionário deve deter idoneidade técnica e financeira para exercer as atividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, bem como as exigidas, agora, pelo DL 13/2016 (artigo 12º, n.º 1). Portanto, deve ser alguém que tenha os meios e a robustez necessárias à adoção das medidas de prevenção e à execução dos planos de reacção em caso de acidente grave e de limitação das suas consequências<sup>107</sup>.

O DL 13/2006 dá especial atenção, logo na fase pré-concessão (quando são apresentadas propostas, avaliadas e feita a selecção do melhor candidato), à protecção do ambiente. Na verdade, o diploma estipula que devem ser ponderados os custos da degradação do meio marinho, tendo em conta as condições de exploração no local em causa; que o requerente deve apresentar uma garantia financeira em como poderá assumir a responsabilidade com esses custos; que o requerente terá que se submeter ao escrutínio do seu passado (isto é, se tem cadastro em matéria de acidentes graves); e que deve ser dada especial atenção a tudo quanto sejam áreas ecologicamente sensíveis (artigo 12º, n.ºs 2 e 3).

### 2.3.3. (do) licenciamento prévio:

Nenhuma operação, incluindo as de sondagem, pode ser iniciada ou continuada<sup>108</sup> sem que tenham sido obtidas as autorizações e/ou licenciamentos devidos, de acordo com a Lei aplicável “em razão da matéria” — o DL 13/2006 não isenta as actividades de prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo dos regimes jurídicos de AIA, de AAE ou de avaliação de incidências (no âmbito da Rede Natura 2000), cada qual com a sua previsão de avaliação ambiental (artigo 13º, n.º 2).

### 2.3.4. (da) criação de zonas de segurança

É obrigatória a criação de uma zona de segurança em torno da instalação *offshore*,

---

106. Os “*environmental whistleblowers*” são uma figura algo recente no Direito da União Europeia, mas nos Estados Unidos tem um alargado acolhimento legal (nomeadamente nos *Clean Air Act*, *Toxic Substances Control Act*, *Clean Water Act*, *Atomic Energy Act*, *Solid Waste Disposal Act*, *Safe Drinking Water Act*, *Superfund*).

107. A Directiva n.º 2013/30/UE clarifica que não basta o proponente-a-concessionário evidenciar um potencial de vir a ser capaz técnica e financeira a curto ou médio prazo. Esta capacidade tem de existir no momento em que se candidata, porque ele deve ter “*recursos suficientes para o início imediato e a continuação ininterrupta de todas as medidas necessárias*” (é o que estabelece o artigo 4º, n.º 3, segundo parágrafo).

108. Se se iniciou já antes da entrada em vigor do DL 13/2016.



sendo aí proibida a entrada de navios, salvo nos casos ou para os fins previstos no artigo 13º, n.º 5 do DL 13/2016. Esta zona de segurança tem um raio de 500 metros, a partir de qualquer parte da instalação [artigo 2º, alínea jj)].

Os navios que estão proibidos de entrar na zona de segurança são os que não sirvam a concessão — já aos que prestam serviços à concessão, transportando pessoas e bens, não se aplica esta proibição [artigo 13º, n.º 5, alínea b)].

### 2.3.5. (da) elaboração e aprovação de relatórios de segurança

A experiência tem demonstrado a eficácia e coerência de uma avaliação caso-a-caso das operações individualmente consideradas, baseada na apresentação de um “*safety case*” — o nome dado ao relatório de segurança que identifica as melhores soluções para cada instalação, localização e actividade.

No DL 13/2016 encontramos, por isso, diversos *safety cases*, ainda que com diferentes nomes (“*notificações*”, “*relatórios*”, “*relatórios sobre riscos graves*”...), todos eles a elaborar pelo operador e sujeitos a aprovação prévia pela AC (artigo 13º, n.ºs 2 e 3): *safety cases* para a concepção de instalações e para a sua deslocalização; para o início de operações de sondagem e para o seu encerramento; para operações combinadas<sup>109</sup>; para o início de operações de produção e para a sua desactivação (artigos 18º e 19º) — com conteúdos distintos, definidos ao longo do Anexo I.

Os relatórios de segurança, uma vez aceites e em execução, devem ser actualizados sempre que se verifiquem alterações substanciais da operação/ instalação e, em todo o caso: a intervalos periódicos, de cinco em cinco anos, por iniciativa do operador; ou quando a AC o solicitar, nomeadamente por entender que o risco de acidente grave é superior ao que está acautelado naquele momento (artigos 6º, alínea f); 18º, n.ºs 8 e 10; e 19º, n.º 7). No Reino Unido, por exemplo, vigora um “*dever de actuação conforme ao relatório de segurança*”, à luz do qual, se ocorrer um acidente grave, o ónus da prova se inverte, tendo o operador de: justificar porque é que, no caso concreto, não era do melhor interesse das pessoas e do ambiente seguir os procedimentos e os planos descritos no relatório, e que não era possível revê-lo em tempo útil; ou, então, provar a culpa exclusiva de terceiro e que tudo quanto estava ao seu alcance fez para que os tais procedimentos e planos fossem seguidos<sup>110</sup>. Em Portugal, embora o DL 13/2016 não o diga expressamente, já nos pronunciamos *supra* a favor da aplicação do artigo 493º, n.º 2 do Código Civil.

---

109. São operações combinadas as realizadas a partir de uma instalação em conjunto com outra, ou outras instalações [artigo 2º, alínea w)].

110. *The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005*, cit., ponto 16.

### **2.3.6. (da) elaboração e accionamento dos planos de resposta a emergências**

Falhando a prevenção e ocorrendo um acidente grave, o operador deve, com urgência, tomar as medidas adequadas para evitar o seu agravamento e limitar as consequências (artigos 10º, n.º 2, e 27º, n.º 2), accionando, o mais rapidamente possível, o seu plano de resposta a emergências [artigo 25º, n.º 1, alínea b)]. Por “*seu*” entenda-se o plano que foi elaborado pelo próprio operador, juntamente com o relatório de segurança — e que, nessa medida, assume a designação de “*plano interno*” (artigo 21º).

Caso a gravidade do acidente ultrapasse a capacidade de resposta do plano interno é, adicionalmente, accionado o plano externo de resposta a emergências (artigo 25º, n.º 4) — assim designado porque é da competência de outras entidades (como os municípios e as autoridades de protecção civil). Os planos externos devem ser elaborados em conformidade com o Anexo VII e influenciam o teor dos planos internos, os quais devem conseguir articular-se e ser consistentes com aqueles (artigo 21º, n.º 7).

### **2.3.7. (da) verificação independente**

Para a realização de operações de sondagem e de instalações *offshore* deve existir um mecanismo de verificação independente — o operador tem de designar alguém que vai emitir parecer sobre a validade técnica das suas declarações, nomeadamente, sobre o que vai descrito nos relatórios de segurança. O verificador independente é como que um revisor de contas das operações *offshore* tal como são reportadas à Administração, emitindo um parecer-certificação em como as medidas de prevenção de acidentes graves e reacção a emergências são adequadas às condições previstas (artigos 17º, n.º 1, alínea c), e 22º).

Para que seja “*independente*”, o DL 13/2016 determina que o verificador tem de ser alguém que não esteja envolvido na exploração da concessão, que não tenha tido intervenção em nenhum momento da sua concepção, que saiba aquilo que faz e possa implementá-lo sem interferência do operador (artigo 2º, alínea ii) e Anexo V).

### **2.3.8. (da) partilha de informação**

O DL 13/2016 encoraja a partilha de informação, com ou sem ocorrência de acidentes graves. Num cenário de não ocorrência, assistimos ao intercâmbio regular de informação, conhecimentos e experiências entre Autoridades Competentes, de modo a “*identificar e facilitar a aplicação coerente das melhores práticas*” (artigo 24º, n.º 1). Quando ocorre um acidente grave: deve ser investigado e, concluída a sua investigação, devem ser partilhados os resultados com a Comissão Europeia e o público, e emitidas as recomendações pertinentes, de acordo com as atribuições da AC, para correcção do que falhou (artigo 23º); ao

mesmo tempo, se houver susceptibilidade de impacto ambiental noutro Estado-membro ou em Estado terceiro, isso mesmo deve ser-lhes comunicado para que possam, o quanto antes, reagir em conformidade, num quadro de cooperação preventiva intra e extra-União Europeia<sup>111</sup>.

Uma nota final para assinalar a incontornável inspiração deste regime de gestão de risco sistemática no regime SEVESO, aprovado pelo DL 150/2015, de 5 de Agosto — o qual transpõe a Directiva 2012/18/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 4 de Julho —, que versa sobre a prevenção de acidentes graves que envolvem substâncias perigosas<sup>112</sup>.

### **III. A Lei 37/2017, de 2 de Junho, e a salvaguarda dos valores ambientais nas operações petrolíferas offshore**

Recapitulando o que apurámos até aqui quanto ao reflexo de preocupações de protecção ambiental nos diplomas adjacentes ao RAPP, temos o quadro seguinte:

- No DL 186/90, primeiro regime da AIA, apenas as actividades de refinação e extracção de petróleo estavam *ex lege* submetidas a avaliação de impacto ambiental;
- No DL 69/2000, segundo regime da AIA, a lista de projectos petrolíferos sujeitos a AIA foi ampliada, tendo passado a incluir, além da refinação e extracção, o transporte e a armazenagem, quando excedidos determinados limiares;
- Com a segunda alteração ao terceiro regime da AIA — pelo DL DL 179/2015 —, as sondagens de pesquisa de petróleo passaram a ficar sujeitas a AIA, embora com carácter limitado: nas áreas não sensíveis, só abrangia as sondagens por métodos não convencionais, como a fracturação hidráulica; nas áreas sensíveis, a sondagem por métodos não convencionais é mandatória, reservando-se a avaliação caso-a-caso para a sondagem por métodos convencionais.

É com a Lei 37/2017 que todas as sondagens de pesquisa passam a estar potencialmente sujeitas a AIA, ou seja, da alteração do Anexo II, n.º 2, alínea e), resulta *de novo* que:

---

111. Sobre o princípio da cooperação preventiva, veja-se Carla AMADO GOMES, *A gestão do risco de catástrofe natural - Uma introdução na perspectiva do Direito Internacional*, Capítulo I do livro *Direito(s) das Catástrofes Naturais*, coord. de Carla Amado Gomes, Coimbra, 2012, disponível em [http://www.icjp.pt/sites/default/files/papers/catastrofes\\_naturais.pdf](http://www.icjp.pt/sites/default/files/papers/catastrofes_naturais.pdf)

112. Onde também nos deparamos com figuras como zonas de segurança (artigo 7º), política de prevenção de acidentes graves (artigo 16º), relatórios de segurança (artigos 17º e 18º), auditorias (artigo 20º), planos de emergência (artigo 21º), deveres de informação transfronteiriça (artigo 33º). Sobre a gestão do risco de acidente grave no contexto das directivas Seveso, Rui TAVARES LANCEIRO, *Acidentes industriais e outros regimes internacionais de prevenção, preparação e resposta*, in *Direito(s) dos Riscos Tecnológicos*, coord. de Carla Amado Gomes, Lisboa, 2014, pp. 365 segs.

1. a sondagem ou prospecção em área não sensível, através de métodos convencionais, fica sujeita a uma avaliação caso a caso, nos termos do artigo 1º, n.º 3, alínea b), subalínea iii) e do artigo 3º do RAIA (se for por método não convencional, a sujeição a AIA é obrigatória *ex lege*);
2. a sondagem ou prospecção em área sensível, seja através de métodos convencionais seja por métodos não convencionais, fica directamente sujeita a uma avaliação de impacto ambiental, nos termos do artigo 1º, n.º 3, alínea b), subalínea i).

A nova redacção das alíneas b) e e) nº 2 do Anexo II foi decisiva para determinar a submissão a AIA de todas as prospecções em áreas sensíveis, bem como aquelas que sigam métodos não convencionais em áreas não sensíveis. Mas deve também sublinhar-se que o novo nº 8 do artigo 3º inclui um momento de consulta pública no procedimento de avaliação caso-a-caso aplicável à primeira situação nova que se referiu *supra* — que não pode ter duração inferior a 30 dias e que se inicia até 10 dias após o recebimento, pela Autoridade da AIA (a quem cabe emitir parecer sobre a susceptibilidade de o projecto provocar impactos significativos no ambiente) — e que só uma vez concluído este se contam os 20 dias de que dispõe aquela Autoridade para produzir o parecer. Este período de consulta, apenas aplicável aos casos de sondagem ou prospecção em área não sensível, não se confunde com a consulta aos municípios, obrigatória desde a entrada em vigor da Lei 82/2017, o qual acontece num momento anterior, de atribuição do direito (potencial) de realizar a prospecção de hidrocarbonetos (em qualquer área, onshore ou offshore, sensível e não sensível).

Cumpra chamar a atenção para que a ausência de emissão de parecer pela Autoridade da AIA no prazo de 20 dias, em procedimentos de avaliação do impacto em análise caso a caso, equivale a uma pronúncia no sentido de não sujeição a AIA dos projectos, nos termos do artigo 3º, n.º 4, do RAIA. Como este parecer não tem efeito vinculativo (cfr. o artigo 91º do Código do Procedimento Administrativo), este efeito positivo do silêncio da Autoridade da AIA não obsta a que a entidade licenciadora mande submeter o projecto a AIA, exigindo ao concessionário a entrega de um EIA. O mais natural será, todavia, que a entidade licenciadora adira ao silêncio da Autoridade da AIA e liberte o concessionário da obrigação de entrega do EIA.

O artigo 5º da Lei 37/2017 constitui uma disposição a ter em conta relativamente à questão de saber em que medida estas alterações sobre o âmbito de aplicação do RAIA se aplicam aos contratos em vigor e às licenças atribuídas (*v.g.*, TUPEMs). Por um lado, do seu n.º 1 retira-se a ilação de que, em face dos contratos em execução e das licenças atribuídas<sup>113</sup>, a passagem a fase subsequente implica a realização de AIA — recorde-se que, na metodologia do RAPP, as fases são: prospecção e pesquisa; desenvolvimento; produção. Ora, a questão que pode aqui

---

113. Repare-se que o DL 37/2017 fala de contratos em execução e licenças atribuídas, sendo certo que destas licenças se deverão excluir as licenças de avaliação prévia, por não constituírem qualquer “fase”. A disposição poderá ler-se em conjugação com o artigo 38º, n.º 1, alínea e) do RAPP.

legitimamente colocar-se prende-se com a realização de furos de prospecção, que parecem estar incluídos na fase da “pesquisa”<sup>114</sup>. Quanto a licenças atribuídas, a passagem a fase seguinte só pode querer significar a (re)utilização física dessas licenças (uma vez que elas podem implicar usos descontinuados)<sup>115</sup>. Todavia, no âmbito de contratos em execução, só a passagem, eventual, à fase de desenvolvimento — que pressupõe uma descoberta comercial (cfr. o artigo 37º, n.º 1 do RAPP) — implicaria o desenvolvimento de uma AIA (e dependendo das técnicas e da zona abrangida).

Julgamos, porém, que esta é uma leitura apressada e incorrecta, por quatro razões: primo, porque o RAIA distingue entre sondagem de pesquisa e prospecção, exigindo, para ambos, avaliação ambiental (nos termos acima descritos) — porque provocam impactos ambientais diversos; secundo, porque se é verdade que as fases estão descritas como três no RAPP, no âmbito da pesquisa há que distinguir, de facto, entre as sondagens (realizadas através de navios com sonares, que emitem impulsos de sons e recebem os seus ecos — que geram alterações temporárias no estado das águas) e as perfurações (que implicam alteração do estado do solo e subsolo marinhos) — de resto, estas podem nem vir a acontecer, caso as sondagens não forneçam dados que o justifiquem; tertio, porque o próprio RAPP, quando menciona os planos de trabalho anuais distingue entre ‘campo de prospecção’ e ‘campo de pesquisa’, no artigo 33º, n.º 2 — o que demonstra que se trata de subfases diferentes, ainda que dentro da mesma fase unitária de prospecção e pesquisa; quarto, porque na terminologia corrente, a pesquisa abrange a prospecção — logo, se o RAPP fala de ambas, foi porque entendeu dever diferenciá-las, para efeito de descrição da progressão dos trabalhos<sup>116</sup>.

Por outro lado, o artigo 5º, n.º 2 da Lei 37/2017, manda submeter a aprovação dos planos anuais de trabalho quer no âmbito da pesquisa, quer no âmbito do desenvolvimento, a prévia avaliação de impacto ambiental, nos termos do RAIA — salvo quando, tendo já merecido uma primeira avaliação favorável, mantenham os respectivos pressupostos de facto e de direito no momento da renovação ou continuação. Julgamos que esta norma reforça a ideia de que a

---

114. Nos termos da lei moçambicana dos petróleos (Lei 12/2014, já citada), a noção de ‘pesquisa’ inclui perfurações. Já a lei angolana distingue entre prospecção (não inclui furos) e avaliação (já inclui perfuração de poços de avaliação): cfr. o artigo 1º, n.º 19 e n.º 4, al. a), respectivamente.

115. Cfr., para as licenças de utilização privativa do domínio público marítimo, os artigos 54º e 55º do DL 38/2015. Estas licenças podem extinguir-se por caducidade provocada pelo não uso num determinado prazo — cfr. o artigo 72º do DL 38/2015 (até 18 meses após a concessão ou por mais de 24 meses consecutivos).

116. **Ressalva:** o entendimento expresso no presente parágrafo e a conclusão que vem motivar *infra* (de tratamento diferenciado da prospecção e da pesquisa para efeitos de submissão a avaliação de impacto ambiental) é exclusivo da primeira autora. Para o segundo autor, a prospecção e a pesquisa constituem uma fase unitária. O concessionário pode decidir-se pela execução de um projecto de trabalhos que implique, simultaneamente, sondar e perfurar (os MODU são um bom exemplo — *mobile offshore drilling units*, navios usados para exploração e perfuração). Neste caso, o que determina ou não a necessidade de uma (re)avaliação ambiental é saber se o novo projecto ainda está abrangido pelos pressupostos das licenças ou autorizações existentes nessa data. É assim que o segundo autor interpreta o disposto no artigo 33º, n.º 2 do RAPP, conjugado com o artigo 5º, n.º 2 da Lei 37/2017.

aplicação das (novas) condicionantes de realização da AIA são imediatamente aplicáveis aos títulos já concedidos, cuja contínua análise de conformidade ao contexto ecológico em que se situam é reclamada pelos potenciais impactos significativos que acarretam.

Em suma: para novos contratos de concessão e novas licenças de utilização privativa do domínio público marítimo, o RAIA aplicar-se-á plenamente, devendo ter-se em consideração se se prevê a utilização de técnicas convencionais ou não convencionais para saber se há AIA *ex lege* ou dependente de avaliação caso a caso; relativamente a contratos e licenças já outorgadas e dentro do seu prazo de validade, haverá AIA sempre que se passar para uma nova fase (da prospecção para a perfuração; da pesquisa para o desenvolvimento) e sempre que, pela primeira vez, se aprovar, no âmbito do plano anual de actividades, a realização de determinadas operações para as quais sejam necessárias autorizações acessórias (v.g., TUPEM). A ressalva do final do n.º 2 do artigo 5.º, relativa à hipótese de uma avaliação ambiental já realizada fornecer os elementos necessários à salvaguarda dos valores ecológicos em jogo e por isso isentar o concessionário de promover nova avaliação ambiental, deve articular-se com os artigos 23.º, n.º 1 e 24.º, n.º 7 do RAIA, que ditam a caducidade da DIA caso não seja utilizada num prazo de dois anos (prorrogável por dois).

A Lei 37/2017 veio ainda criar uma Comissão Técnica de Acompanhamento para monitorização dos contratos de concessão de exploração petrolífera<sup>117</sup> e para promover a articulação entre as entidades concedentes e as entidades com competência no plano da avaliação de impacto ambiental (artigo 4.º). Perguntamos se esta Comissão Técnica, atenta a sua composição (elementos da ENMC; da APA; da entidade com competência para licenciar usos privativos — artigo 51.º do DL 38/2015; elemento da CCCR; três pessoas com reconhecida capacidade técnica para acompanhamento ambiental da execução de contratos de concessão para pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos) não poderia também assessorar a ENMC na emissão do parecer sobre as candidaturas, a que alude o artigo 15.º do RAPP, uma vez que a sua ampla composição traria à ponderação aspectos que escapam ao elenco do n.º 2 do preceito citado e que, actualmente, são reconhecidamente relevantes para a boa execução dos contratos.

#### IV. Nota conclusiva

A salvaguarda dos valores ambientais no que toca a operações petrolíferas foi sendo progressivamente incrementada desde a data de entrada em vigor do RAPP, através do cerco do diploma por várias vinculações trazidas por legislação avulsa, mais ou menos directamente relacionada com a actividade de pesquisa e produção de hidrocarbonetos. Tal não significa que o RAPP não mereça uma revisão profunda — tanto no plano das opções contratuais, passando pela fixação de direitos e deveres das partes contratuais, até à articulação com a Lei de Bases

---

117. O artigo 4.º, n.º 1, alínea a) da Lei 37/2017 fala em contratos respeitantes à prospecção, pesquisa ou extração de hidrocarbonetos”, numa variação terminológica que o afasta do RAPP.

do Ordenamento e Gestão do Espaço Marítimo (nas operações offshore) e com a Lei de Bases Gerais da Política Pública de Solos, Ordenamento do Território e Urbanismo (Lei 31/2014, de 30 de Maio, com última alteração pela Lei 74/2017, de 16 de Agosto), nas operações onshore.

Na verdade, levar a sério a planificação de actividades de produção de recursos energéticos através de planos sectoriais, em terra, e de planos de situação do espaço marítimo, no mar, seria meio caminho andado para prevenir alguns problemas, tanto no plano ambiental como social, uma vez que os planos impõem momentos de avaliação ambiental prospectiva e de participação pública — sem vedar momentos de avaliação ambiental actual, com nova ocasião de participação pública.

Além disso, o RAPP, comparado com leis de Estados lusófonos<sup>118</sup> — nos quais, verdade se diga, a existência de hidrocarbonetos é já um dado adquirido — está visivelmente desfazado em relação a realidades como a desactivação de actividades<sup>119</sup> e a constituição de fundos de apoio a esta fase<sup>120</sup>, a compensação socio-ambiental<sup>121</sup>, ou a responsabilidade por danos ecológicos<sup>122</sup>. Todos estes momentos, que podem ocorrer em operações *onshore* e *offshore* (embora a compensação socio-ambiental revista claramente mais utilidade em explorações sitas em terra), merecem mais atenção e regulação do legislador. E nem se diga que o facto de Portugal ser um Estado que suporta fracas expectativas de vir a ser um produtor de hidrocarbonetos pode servir de desculpa à manutenção do quadro legislativo actual<sup>123</sup>.

Claro que pode sempre enveredar-se pelo raciocínio do PAN, quando apresentou o projecto de lei de pura e simples revogação do RAPP. A vinculação de Portugal ao Acordo de Paris no âmbito da Convenção-quadro sobre alterações climáticas<sup>124</sup> oferece suporte à opção de um futuro limpo de explorações de hidrocarbonetos em território e mar portugueses. Sendo certo que a descontinuação do uso do petróleo não é nem técnica nem economicamente, possível de um dia para o

---

118. Cfr. as leis angolana e moçambicana do petróleo, já por nós referenciadas em momento anterior.

119. Cfr. os artigos 74º e 75º, da Lei angolana dos petróleos, bem como, no contexto do Direito brasileiro, o §2º do artigo 28º da Lei 9.478, de 6 de Agosto de 1997 (Lei que dispõe sobre a política energética nacional, as actividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências).

120. Cfr. o artigo 40º, alínea d) e e) da Lei moçambicana dos petróleos.

121. Cfr. os artigos 7º, 8º, da Lei moçambicana dos petróleos.

122. Cfr. os artigos 57º e 66º da Lei moçambicana dos petróleos.

123. Segundo notícias recentes, a bacia de Peniche deixou de ter concessões activas, após sucessivos abandonos do concessionário, por os dados geológicos recolhidos demonstrarem que “*não têm magnitude nem dimensão que justifiquem o desenvolvimento de um projecto*”. Artigo do Jornal de Negócios de 12 de Novembro de 2017: <http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/pesquisa-de-petroleo-em-peniche-ja-nao-tem-contratos-activos>.

124. O Estado português assinou o Acordo de Paris a 22 de Abril de 2016. O Acordo foi aprovado para ratificação pela Resolução da Assembleia da República n.º 197-A/2016, e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 79-M/2016, ambos publicados no Diário da República, 1.ª série, n.º 189, de 30 de Setembro de 2016.

outro<sup>125</sup>, a verdade é que a entrada em vigor do Acordo de Paris, por vago que seja, justifica a assunção de uma atitude inequívoca de recusa dos combustíveis fósseis quer reduzindo o mais depressa possível a sua utilização, substituindo-os por fontes renováveis — relativamente aos Estados que os exploram —, quer abdicando da exploração de novas jazidas (falamos dos movimentos KIITG — *Keep it in the ground*)<sup>126</sup> — relativamente a Estados que não os exploram.

Seja como for, a exploração de hidrocarbonetos é uma actividade de múltiplos riscos para o ambiente, seja em terra seja no mar — sendo que aqui é acrescidamente perigosa, dada a facilidade de contaminação do meio marinho<sup>127</sup>. *Oil is a dirty business* — a associação entre hidrocarbonetos, degradação do ambiente e alterações climáticas é hoje do senso comum, fruto sobretudo da percepção das consequências calamitosas de acidentes como o da plataforma *Deepwater horizon*. Segundo um relatório da consultora Mackinsey & Company sobre petróleo e gás, de Setembro de 2016, 14% das pessoas nascidas no século XXI não querem trabalhar no sector petrolífero em razão da imagem negativa que têm deste<sup>128</sup>. Assim, o único caminho para uma indústria que, após um século de protagonismo energético, deve ceder o palco às energias renováveis, é o do robustecimento das salvaguardas ambientais preventivas. Nesse plano, o quadro legislativo português tem evoluído positivamente, muito à custa dos diplomas eurocomunitários sobre protecção do ambiente. Mas há ainda espaço de progressão, sobretudo no campo da planificação energética.

\*\*\*

---

125. Recorde-se que, no que toca à energia nuclear, o Japão ordenou, em 2013, o desligamento da última central, na sequência do terramoto seguido de tsunamis de 2011 — ficando, pela primeira vez desde 1970, totalmente privado de energia de origem nuclear. A pressão económica decorrente da necessidade de recurso à importação de combustíveis e a alta de preços daí decorrente fez com que, em 2015, vários reactores voltassem a ser ligados.

126. Cfr. Roland BENEDIKTER, Kjell KUHNE, Ariane BENEDIKTER e Giovanni ATZENI, “*Keep in on the ground*”- *The Paris Agreement and the Renewal of the Energy Economy: toward an alternative future for globalized resource policy?*, in *Journal Challenge*, 2016/3, pp. 205 segs.

127. Um extenso recenseamento dos riscos ambientais de actividades petrolíferas (no Canadá) pode ver-se em Kenneth LEE (*chair*), Michel BOUFADEL, Bing CHEN, Julia FOGHT, Peter HODSON, Stella SWANSON, Albert VENOSA, *Expert Panel Report on the Behaviour and Environmental Impacts of Crude Oil Released into Aqueous Environments*, Royal Society of Canada, Ottawa, 2015 — <https://www.cepa.com/wp-content/uploads/2014/01/OIW-Report-compressed.pdf>

128. Christopher HANDSCOMB, Scott SHARABURA, and Jannik WOXLHOLTH, *The oil and gas organization of the future*, 2016 — <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-oil-and-gas-organization-of-the-future>.