

4

A Experiência internacional na gestão da medição

Como referência à análise crítica desenvolvida sobre aspectos técnicos e jurídicos da Portaria Conjunta ANP/INMETRO n° 001, o presente Capítulo estuda a experiência de outros países produtores de petróleo no trato da questão da medição e regulamentação. Os países selecionados são: EUA, Canadá, Austrália, Reino Unido e Noruega. A Tabela 4.1 abaixo faz uma síntese dos tipos de regulamentos analisados e as características que lhe são peculiares:

Tabela 4.1: Tipos de regulamentos e características dos países

País	Tipo de Regulamento	Características
EUA	Descentralizado - Diretrizes Básicas	Pouco detalhista
Canadá	Descentralizado - Diretrizes Básicas	Pouco detalhista
Austrália	Diretrizes básicas	Pouco detalhista
Reino Unido	Prescritivo	Mais detalhista
Noruega	Diretrizes básicas	Moderadamente detalhista

4.1

A experiência dos Estados Unidos

4.1.1

Estrutura institucional

O quadro regulatório petrolífero nos Estados Unidos é bastante complexo¹, pois combina vários órgãos reguladores, com competências e áreas de jurisdição distintas, conciliando interesses públicos e privados, o que comprova

¹De acordo com Helder Queiroz Pinto Jr., “os fundamentos institucionais da tradição regulatória norte-americana são baseados na criação de instituições independentes especializadas (em geral multi-setoriais) exercendo simultaneamente funções legislativas, administrativas e quase-judiciais. O exercício simultâneo dessas funções é justificado, segundo a tradicional literatura sobre regulação, pela necessidade de expertise em questões envolvendo aspectos técnicos complexos. Além disso, essa característica reforça o poder decisório dos órgãos reguladores norte-americanos. Já a tradição européia é muito distinta. A tendência na Europa tem sido colocar a ênfase da ação reguladora em apenas uma dessas funções, deixando os demais a cargo de outras instituições. Essa constatação amplia a variedade de formas de regulação e explica, além disso, a dificuldade das abordagens comparativas e das tentativas de replicar os modelos institucionais em outros países”. (Desenhos Institucionais e a Regulação de Energia, Conjuntura & Informação. n° 17, 2002, ANP, p. 12).

a afirmação de que cada país desenvolve sua própria experiência, que reflete uma história específica.

No que concerne à medição de petróleo e gás natural, em áreas *offshore* e terras indígenas, o principal órgão regulador é o MMS (Mineral Management Service). Ao contrário das agências reguladoras brasileiras, as homônimas norte-americanas não foram criadas com o intuito de concentrar a regulação e regulamentação de todo o setor ao qual estão ligadas. Ao contrário, pode-se falar em uma desconcentração regulatória, já que para regular o setor de petróleo, diferentes agências, com competências variadas, criam normas para as fases de exploração, produção, transporte, etc. Além disso, as agências não são necessariamente federais - criadas através de lei federal (Federal Acts), mas podem ser instituídas por lei estadual (Statute). A seguir, são citadas agências federais que têm desempenhado papel de destaque no cenário regulatório norte-americano, a título exemplificativo:

- United States Geological Survey (USGS) foi criado em 3 de março de 1879 com a missão de mapear informações geológicas, através de monitoramento e análise, visando promover o conhecimento científico sobre recursos naturais nos EUA. Hoje o USGS costuma afirmar ter se tornado líder global em ciências naturais, porque fornece informações científicas geológicas confiáveis. O USGS trabalha com outras agências federais e com o setor privado para atingir sua missão científica.
- Department of Energy (DOE) ou Departamento de Energia dos EUA tem a missão de fazer avançar a estratégia de segurança nacional americana, econômica e energética; promover a inovação tecnológica e científica para apoiar essa estratégia; e assegurar a preservação do meio ambiente. Para alcançar essas metas e assegurar a implantação do plano de segurança nacional norte-americano, o DOE busca promover a oferta de petróleo e outras fontes energéticas.
- A Energy Information Administration (EIA), criada pelo Congresso norte-americano em 1977, é uma agência de estatísticas ligada ao Departamento de Energia, a qual supre o governo e o mercado com dados, análises e previsões independentes de políticas governamentais visando promover tomadas de decisão conscientes por parte do governo na implementação de suas políticas para o setor privado. Cuida, portanto, da ligação entre energia, o mercado e o meio ambiente.
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC) A Federal Energy Regulatory Commission (FERC), ou Comissão Federal Reguladora de Ener-

gia, é uma agência governamental independente, anexa ao Departamento de Energia, que tem como missão a regulação e fiscalização da indústria de energia. A FERC é responsável pela regulação da transmissão interestadual de petróleo, gás natural e eletricidade. Regula as vendas de petróleo e eletricidade em grandes quantidades (atacado), enquanto que os Estados-membros da federação regulam as vendas no varejo. Também aprova a construção de gasodutos interestaduais, de equipamentos para armazenagem e de terminais de GLP. Além disso, protege os consumidores, pois monitora o mercado de energia e assegura a legalidade das ações dessas empresas. Outras competências podem ser assinaladas, como o transporte interestadual de petróleo e produtos refinados, bem como o transporte nas atividades de exportações e importações, apenas para oleodutos dentro dos EUA, de petróleo e produtos refinados.

- Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) visa fortalecer a política energética norte-americana como parte da estratégia de segurança nacional daquele país, sempre concentrados em preservar o meio ambiente. Para tanto, estabelece ações com vistas à redução da dependência norte-americana em relação ao petróleo estrangeiro e, portanto, reduzir o peso das importações de petróleo e seus altos custos; também fomenta tecnologias para produção de energia renovável.

4.1.2

Regime de outorga

O regime adotado, especificamente, nos Estados Unidos, e semelhante estruturalmente à licença², é o *lease*, mas que incorpora a esta algumas peculiaridades [18] inerentes ao regime norte-americano de Direito Minerário e Petrolífero, no qual é privado (somente *onshore*) os direitos de exploração dos recursos minerais do subsolo. A margem de liberdade de negociação entre o proprietário da terra e as empresas petrolíferas criou várias sub-modalidades de *leases*, e ampla jurisprudência e crescente legislação estadual.

As terras federais são geridas dentro do U.S. Department of Interior, sendo que as atividades *onshore* são administradas: pelo Bureau of Land Management (BLM), enquanto que, as atividades *offshore* são responsabilidade do Mineral Management Service (MMS). Tem-se que:

² Embora a terminologia possa diferir entre licença (Reino Unido, Noruega, e Austrália) ou *lease* (Canadá, e Estados Unidos), a definição é a mesma, no sentido de que a licença é um acordo de longo prazo, de caráter contratual, que transfere, temporariamente, direitos para explorar e explorar petróleo para as empresas, sob condição de cumprirem certas obrigações, como a perfuração de certo número de poços.

- Em 1947, uma emenda ao Mineral Leasing Act estabeleceu que o BLM seria responsável em conceder o *leasing* para Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás dos 579 milhões de acres de terras federais compostas por florestas nacionais, terras federais e terras privadas onde os direitos minerais pertencam ao Governo Federal. Sendo que, para operar em terras federais, existem duas opções de *leasing*, os competitivos e não-competitivos, sendo que os últimos não são ofertados em leilão;
- Com relação ao MMS, este órgão é responsável em administrar 7.500 *leases* em 40 milhões de acres. As terras federais *offshore* são chamadas de Outer Continental Shelf (OCS), sendo que a jurisdição federal começa a três milhas da costa dos estados, porém no Texas (Golfo do México) e costa oeste da Flórida é estendido para 10,3 milhas da costa. Essas áreas produzem 26% do gás natural e 25% do total do petróleo americano.

Em terras estaduais, a General Land Office (GLO) está encarregada de gerir as terras de propriedade do Texas, sendo 20,4 milhões de acres de terras estaduais e 10,3 milhas de terras na costa. Os *leases* estaduais têm como proposta o desenvolvimento da produção de petróleo e gás no Estado; garantir o desenvolvimento comercial das áreas; induzir o desenvolvimento sustentado da energia e propiciar School Funds, que são fundos públicos para a educação.

4.1.3 Regime tarifário

Os Estados Unidos possuem taxas de royalties diferenciadas de acordo com os parâmetros de avaliação da autoridade regulatória. Ainda, para os campos marginais o MMS pode isentar do pagamento de royalties, como forma de promover e incentivar seu desenvolvimento. Desta maneira não é exigido apropriação da produção aos poços com finalidades fiscais (royalties por poço ou campo). A apropriação é realizada para gerenciamento do campo, ou seja, determinar o volume produzido por cada campo e, ou concessionário.

As licenças são dadas com base no modelo (*lease form*) oficial³, em que são previstos pagamentos de aluguéis, royalties mínimos e royalties de produção.

³ MMS-2005 43 USC G 1337 p. pelo MMS.

4.1.4

Exploração e produção

Os Estados Unidos representam o maior mercado de petróleo e gás natural do mundo. A indústria petrolífera nos EUA é madura e a rede de transporte e distribuição existente neste país é extensa e bastante complexa.

O governo federal atua mais intensivamente sobre os recursos localizados na Plataforma Continental, ou Outer Continental Shelf, de propriedade federal, que engloba áreas de extrema importância, como o Golfo do México, sendo a regulação exercida pelo Minerals Management Service (MMS). Também cerca de 30% das terras existentes nos Estados Unidos pertencem ao governo federal, e, nesse caso, a regulação é conferida ao Bureau of Land Management (BLM). Ambos, MMS e BLM integram o Departamento do Interior. Assim sendo, há legislação federal tanto no atinente a operações *onshore* quanto *offshore*.

No caso dos Estados Unidos, a atividade *offshore* desenvolve-se, principalmente, no Golfo do México, responsável por 90% da produção total de petróleo da Plataforma Continental (OCS)⁴ e por 99% da produção total de gás natural⁵. Em uma fase preliminar, as próprias empresas contratantes (terceiros) obtêm dados, de acordo com autorizações emitidas pelo MMS⁶.

Embora a principal instituição governamental reguladora continue sendo o MMS, outras autoridades, principalmente ambientais, também estão envolvidas com a regulamentação dos serviços petrolíferos. É importante notar, entretanto, o grande poder discricionário do agente do MMS, que pode determinar alterações nas exigências de operação, introduzindo certa flexibilidade no sistema⁷.

As exigências para operação emanada dos diferentes estados para áreas *onshore* e pelo MMS para as *offshore* têm uma consolidação de outubro de 1991, reproduzida na literatura especializada⁸. As disposições abrangem pagamento de bônus, espaçamento de poços, exigências técnicas de perfuração e

⁴ A produção de petróleo e de gás em águas profundas no Golfo do México vem mostrando crescimento, nos últimos anos, em parte devido ao desenvolvimento de novas tecnologias e à descoberta de poços de grande capacidade produtiva.

⁵ Os outros 10% de petróleo são produzidos da região da plataforma continental do pacífico e na plataforma continental do Alasca.

⁶ Section 11 do Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA), tal como editado. 43 USC G 1340.

⁷ FANT, Douglas. V. An Analysis and Evaluation Rules and Policies Government OCS Operations, op. cit., p. 247.

⁸ Petroleum Legislation. Nova York: Barrows, n. 106, Jan. 1992.

completação de poço, definições técnicas e parâmetros de produção de petróleo e gás.

O MMS não possui um regulamento específico para medição de petróleo e gás equivalente ao da ANP, DTI, NPD. Na realidade, a medição de petróleo é regida por diretrizes contidas no Código de Regulamentação Federal (CRF) aplicado a produção de petróleo e gás natural (CRF, Title 30). Na realidade toda a medição de apropriação é aprovada caso a caso pelos supervisores regionais do MMS, ou seja, não existe uma diretriz específica para este tipo de medição, como para a medição fiscal de petróleo e gás.

O Mineral Leasing Act de 1920, com as devidas atualizações, prevê que, com o objetivo de conservar os recursos naturais, qualquer campo de petróleo e gás natural, ou qualquer parte deste, poderá ser unitizado, mediante autorização do Secretário do Interior.

O Code of Federal Regulations (CFR), Título 43, Parte 3180, também contém disposições a respeito da unitização de áreas *onshore*. Merece destaque o § 3181.3, que prevê a unitização compulsória.

4.2

A experiência do Canadá

4.2.1

Estrutura institucional

No Canadá a jurisdição sobre o setor de petróleo e gás natural está dividida nas esferas de governo federal e provincial (estadual). A esfera de governo provincial tem jurisdição sobre a exploração, produção, desenvolvimento e gerenciamento de fontes naturais não renováveis. A esfera de jurisdição federal está encarregada da regulação comercial interprovincial (interestadual) e internacional e a conservação e gerenciamento de fontes naturais não renováveis em território federal.

O órgão regulador federal do setor de petróleo e gás natural canadense é o National Energy Board (NEB). Trata-se de um órgão independente, criado em 1959, pelo Parlamento do Canadá para regular os aspectos interprovincial e internacional da indústria petrolífera. A administração da regulação provincial (estadual) das atividades relacionadas com petróleo e gás natural é realizada por órgãos regulatórios provinciais (estaduais), de modo similar ao que ocorre

nos EUA.

No que se refere aos empreendimentos de petróleo e gás nas águas territoriais da Nova Scotia e Newfoundland, há uma comissão *offshore* conjunta federal e de cada província que tem o mesmo papel que a NEB.

A Canada-Newfoundland *offshore* Petroleum Board (C-NOPB) e Canada-Nova Scotia *offshore* Petroleum Board (C-NSOPB) são as autoridades responsáveis pela administração da regulamentação relativa à exploração e produção de petróleo nas áreas *offshore* de Newfoundland, Labrador e Nova Scotia [19].

4.2.2

Regime de outorga

Há, especificamente, os *crown leases*, que são mais do que permissões legais (*Statutory*). São instrumentos contratuais, pelos quais a Coroa, como proprietária, concede direitos de natureza proprietária aos detentores de licença. A legislação aplicável é o Mines and Minerals Act, de 1980, que dá poderes ao ministro para conceder os direitos e reserva para Coroa, os royalties⁹.

4.2.3

Regime tarifário

Os royalties são estabelecidos e administrados de forma individual pelas províncias onde o empreendimento de petróleo e gás natural está localizado.

4.2.4

Exploração e produção

O Canadá é um importante país exportador de petróleo e gás natural para os Estados Unidos com quase toda sua produção proveniente de campos terrestres. A produção terrestre fica concentrada na província de Alberta, e recentes descobertas nesta região nas “areias betuminosas” no Canadá dão conta que nestas áreas abrigam a maior reserva de petróleo do mundo.

As principais áreas de produção de petróleo e gás natural em áreas marítimas ficam na costa nordeste Newfoundland, Labrador e Nova Scotia.

⁹ HUNT, Constance D. *The offshore Petroleum Regime of Canada and Australia*. Calgary, Alberta: The Canadian Institute of Resources Law, 1989.

As autoridades regulatórias destas províncias emitiram um guia¹⁰ de medição em outubro de 2003, que dispõe sobre as diretrizes básicas para projeto, construção e operação de sistema de medição.

Este guia dispõe também que todos os fluidos produzidos e injetados devem ser medidos e, se for o caso, apropriados de acordo com um sistema de vazão, com cálculos e procedimentos aprovados pelas autoridades regulatórias [19].

As inspeções são realizadas antes de seis meses do início de qualquer atividade de produção de petróleo e gás natural.

O documento contém diretrizes que devem ser interpretadas como requisitos mínimos e gerais para os sistemas de medição, sendo que é possível a aprovação de relaxamento de tais requisitos em circunstâncias especiais. No entanto, esta orientação não deverá ser encarada como prescritiva, tendo em vista que serão aceitas alternativas às especificações contidas no referido documento desde que as mesmas possam ser demonstradas de forma similar ou com maior grau de fidelidade, precisão e confiabilidade [19].

A seguir a Tabela 4.2, mostra a incerteza de hidrocarbonetos fluidos e gasosos para medição fiscal ou transferência de custódia, como também a incerteza de medição para apropriação da produção de um campo ou plataforma e a apropriação de um ponto de medição [19].

Tabela 4.2: Incertezas de medição aceitáveis conforme o CCO

	Hidrocarboneto	
	Líquido	Gás
Transferência de custódia ou medição fiscal	0.25%	1%
Apropriação de campo ou plataforma	1%	3%
Apropriação de poço	5%	5%

A Tabela 4.3 mostra a incerteza dos sistemas de medição de forma individual como observado a seguir:

¹⁰ C-NOPB, C-NSOPB, Canada-Newfoundland *offshore* Petroleum Board and Canada-Nova Scotia *offshore* Petroleum Board, Measurement Guidelines Under the Newfoundland and Labrador and Nova Scotia *offshore* Areas, October, 2003.

Tabela 4.3: Incertezas dos sistemas de medição conforme o CCO

	Incerteza de medição admissível
(i) Medição fiscal de petróleo	$\pm 0.25\%$
(ii) Medição fiscal de gás	$\pm 1\%$
(iii) Apropriação da medição de petróleo (campo ou plataforma)	$\pm 1\%$
(iv) Apropriação da medição de gás (campo ou plataforma)	$\pm 3\%$
(v) Medição de água (plataforma)	$\pm 4\%$
(vi) Poço de petróleo	$\pm 5\%$
(vii) Poço e gás	$\pm 5\%$
(viii) Poço de água	$\pm 5\%$
(ix) Gás de queima	
(a) Alta pressão de queima	$\pm 5\%$
(b) Baixa pressão de queima	$\pm 10\%$
(x) Gás combustível	$\pm 3\%$
(xi) Injeção de água	$\pm 4\%$
(xii) Injeção de gás	$\pm 3\%$
(xiii) Injeção de fluido residual	$\pm 15\%$
(xiv) Gás de utilidade (controle da produção)	$\pm 3\%$

4.3

A experiência da Austrália

4.3.1

Estrutura institucional

A Austrália é um país exportador de gás natural, principalmente, para o Japão e um importador assíduo de petróleo da Indonésia.

As reformas da indústria do gás natural na Austrália iniciaram-se em meados da década de 90, com o objetivo de introduzir pressões competitivas em um mercado altamente verticalizado. A base legal para a reestruturação do setor estabeleceu-se em 1995, com a celebração de um Acordo entre o Governo Federal e os Poderes Estaduais, resultando no marco regulatório nacional, a saber: o Gas Pipeline Access Law e o National Third Party Access Code.

Posteriormente, cada Estado adotou sua própria regulamentação, segundo os princípios estabelecidos no Acordo supracitado. As autoridades regulatórias são divididas nas seguintes instituições:

- Australian Competition and Consumer Commission (ACCC): responsável, no que concerne ao setor de petróleo e gás, pela aprovação

da regulamentação de acesso, incluindo-se as questões tarifárias, a resolução de conflitos, o monitoramento das restrições à verticalização e o controle dos acordos e contratos do *upstream*;

- National Competition Council (NCC): responsável pelo estabelecimento de normas para o acesso às instalações de transporte e aprovação de regras estaduais de acesso;
- National Pipeline Advisory Committee (NGPAC): responsável pela administração da operação da rede;
- Órgãos Reguladores Estaduais: responsáveis pelas atividades de distribuição e comercialização para o consumidor final.

4.3.2

Regime de outorga

A licença é a modalidade contratual para a autorização do exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na Austrália, que é concedida através do órgão ministerial de supervisão. Este órgão tem ingerência sobre mecanismos decisórios, prazos, especificações dos programas mínimos e obrigações financeiras, regulamentação ambiental e outras normas legais.

Nas áreas de licenciamento *onshore* são concebidas pelo Departamento de Minerais e Recursos Petrolíferos (DMPR) em conjunto com o Governo Federal, enquanto que nas áreas de licenciamento *offshore* são concebidas pelo Governo Federal através da Divisão de Petróleo e Energia do Departamento de Indústria da Commonwealth.

4.3.3

Regime tarifário

As reformas no setor de gás natural, na Austrália, iniciaram-se com a liberação dos preços da *commodity*, regime mantido até hoje. As tarifas implementadas têm a característica de “tarifas de referência” e devem ser aprovadas pela autoridade reguladora, após passarem por processo de consulta pública. O sistema tarifário busca evitar subsídios cruzados, de modo a constituírem-se preços que reflitam os custos dos serviços.

Quanto à gestão de taxa e impostos petrolíferos de áreas federais *offshore* (PRRT), esta é realizada pelo Gabinete de Impostos Australiano (ATO) e em relação as áreas estatais *onshore* da Austrália Ocidental (WA), o Departamento

de Minerais e Recursos Petrolíferos (DMPR) está incumbido da atribuição do recolhimento dos royalties.

4.3.4

Exploração e produção

A Austrália é um grande exportador de gás natural, com reservas provadas que totalizaram um volume de 2,52 trilhões de m³ de gás natural em 2005, e uma relação reserva/produção de 67,9 anos (BP, 2006). As áreas principais de Exploração e Produção (E&P) *onshore* ficam localizadas na Austrália Ocidental (WA) e na costa de Queensland, e *offshore* no noroeste e costa de Victoria.

Em 2005, a Austrália produziu 37,1 bilhões de m³ de gás natural e consumiu 21,8 bilhões de m³, sendo os restantes 15,3 bilhões de m³ exportados na forma liquefeita. A Austrália tem como principal mercado o Japão, sendo este país responsável por 88% da exportação total de gás natural da Austrália (IEA, 2006).

O gás natural representou 19,5% do consumo de energia primária na Austrália em 2005, contra 44,0% de participação do carvão, 33,4% do petróleo e 3,1% da hidroeletricidade (BP, 2006). O gás natural tem a maior dinâmica de crescimento na matriz de consumo da Austrália. Entretanto, devido à abundância de reservas de carvão naquele país, e à grande distância entre as reservas de gás e os mercados consumidores locais, espera-se que o consumo total de gás em 2030 seja inferior a metade do consumo total de carvão (EIA, 2006).

As atividades de exploração e produção são realizadas, apenas, por agentes privados, porém, tais segmentos apresentam como característica a alta concentração, não somente devido a poucos agentes na atividade, mas, também à existência, ainda, de um grande número de contratos de longo prazo.

Uma grande limitação para o desenvolvimento do mercado de gás natural na Austrália se refere ao número restrito de produtores de gás, em decorrência, sobretudo, da ausência de reformas neste segmento. Em 1998, implementou-se o *Upstream Issues Working Group* (UIWP), com o objetivo de rever todos os aspectos que poderiam afetar a expansão, diversidade e competição nos segmentos a montante da indústria de gás natural.

É importante ressaltar que, na Austrália, as diferentes instâncias para o controle do transporte e da distribuição não foi problema para a regulamentação setorial. Um Acordo formalizado entre o Governo Federal e os demais territórios, anteriormente a quaisquer normas publicadas, foi o ponto fundamental para a harmonização das regras nos dois níveis de responsabilidade.

4.4

A experiência do Reino Unido

4.4.1

Estrutura institucional

No Reino Unido, a legislação remonta a 1934, data do *Petroleum Production Act*, que passou a ser aplicável ao regime *offshore* após o *Continental Shelf Act*, de 1964. Esta lei trouxe para o âmbito das disposições de licença previstas na Lei de 1934 os direitos aos recursos petrolíferos contidos no leito do mar e subsolo fora do domínio do mar territorial do Reino Unido, nos termos da convenção de Genebra sobre a Plataforma Continental de 1958 [20]. Em seguida, foi editada a *Petroleum Act*, de 1987 que nas Seções 17 e 18 e quadros 1 e 2 alteram as cláusulas do modelo de medição que foram incorporadas em licenças em vigor.

Em 1998, foi editada a lei conhecida como *The Petroleum Act of 1998*, que regula a exploração e exploração de petróleo. Trata-se de um diploma que pretende compilar as orientações anteriores, bem como propor novas diretrizes, principalmente no que se refere aos aspectos ambientais relativos à exploração e exploração *offshore*, que representa a maior parte da produção petrolífera no Reino Unido¹¹.

Há licenças de exploração e de produção, não sendo a primeira exclusiva, nem conduzindo, automaticamente, à segunda, pelo que as empresas, geralmente, postulam a segunda. Existe diversas etapas de autorização a serem obtidas do governo, e dentre as quais está a aprovação do licenciado.

4.4.2

Regime de outorga

No Reino Unido, apesar de a propriedade do petróleo ser da Coroa (*vested in the Crown*), nos termos do referido *Petroleum Production Act* de 1934, tem o Secretário de Estado de Energia poderes para outorgar licenças

¹¹Informação disponível em: www.hmsso.gov.uk.

(*licenses*) para exploração e exploração de petróleo (*to search and bore for and get petroleum*) [20]. Mais especificamente, o Departamento de Comércio e Indústria (“*Department of Trade & Industry*” - DTI), agora denominado Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR) que também tem discricionariedade para promover discussões sobre os termos das licenças que concede, estabelecendo, por exemplo, qual o máximo de reservas que podem ser exploradas e os limites ambientais que devem ser respeitados.

O DTI/BERR cuida da maioria dos assuntos, relacionados à indústria *offshore* de petróleo e gás, embora algumas atividades do Reino Unido sejam reguladas por outros departamentos governamentais, devido à natureza e à escala da indústria. Também, o DTI/BERR detém a competência sobre a concessão de um significativo número envolvendo atividades de rotina, por exemplo, a medição de petróleo e gás de uma nova área.

Embora a licença seja contratual, ela também tem funções regulatórias¹². O processo se inicia quando o Secretário do Estado abre uma licitação, em que são anunciadas as áreas e as condições. Após a outorga da licença, várias aprovações são necessárias, entre elas do método de medição para determinar a quantidade e a composição do petróleo.

4.4.3 Regime tarifário

Uma das metas principais no licenciamento DTI/BERR é maximizar o benefício econômico para o Reino Unido dos recursos naturais de petróleo e gás natural. Ainda que o pagamento de royalties tenha sido abolido para campos em declínio de produção, como efeito de alterações da legislação a partir de 1º de janeiro de 2003, muitos campos antigos no Reino Unido continuam a pagar a Taxa de Receita do Petróleo (PRT) ao Governo do Reino Unido. Além disso, todos os agentes envolvidos com a exploração e desenvolvimento dos campos estão sujeitos a Taxa de Corporação (IR corporativo), que incide sobre os lucros alcançados dos hidrocarbonetos em cada área licenciada [20].

Na realidade, desde 1994 o DTI tomou a decisão para relaxar o regime de regulamentação para sistemas de apropriação da produção de campos antigos (maduros e/ou marginais) onde não há incidência de royalties ou PRT. Esta medida visa incentivar a produção e manter uma expectativa de investimentos

¹² BLACK, Alexander J. Comparative Licensing Aspects of Canadian and United Kingdom Petroleum Law: Texas International Law Journal, Austin, Texas, n. 3, pp. 441-492, 1986.

para recuperação do campo.

Quanto à gestão das receitas do governo o PRT / royalties é feita pelo Gabinete de Impostos Petrolíferos (OTO), subordinado ao Serviço de Receitas Internas.

4.4.4 Exploração e produção

As reservas de petróleo do Mar do Norte no lado britânico estão em declínio (1979: 1800 milhões de toneladas; 2005: 800 milhões de toneladas) embora o número de campos em produção tenha aumentado, sendo que o tamanho médio dos mesmos tenha diminuído de modo significativo (ver Figura 4.1).

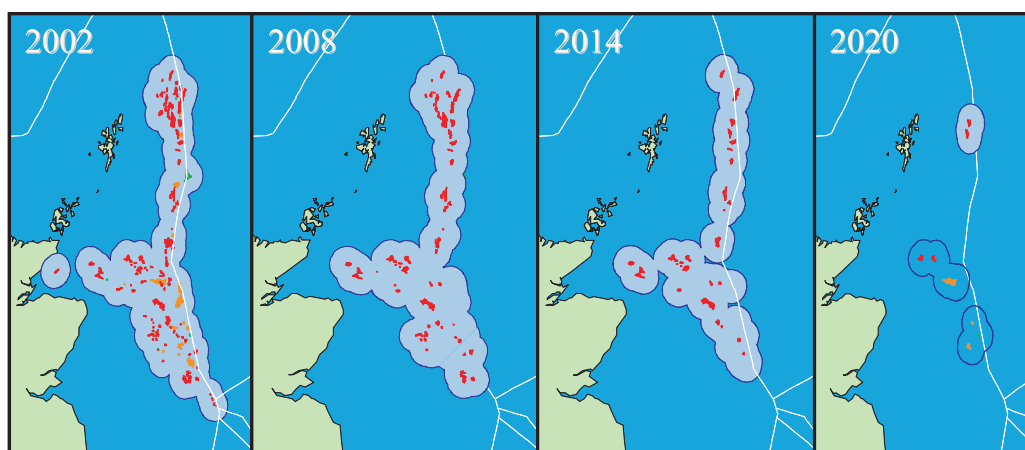


Figura 4.1: Tendência de declínio das reservas no Mar do Norte

Desde 2004 não são recolhidos royalties como forma de incentivar o desenvolvimento de novos campos (ver Figura 4.2), sendo que em 1993 tal tributo foi extinto para os novos campos de então.

O processo de reforma da indústria britânica de gás natural teve seu início com a privatização da British Gas, em 1986. A empresa passou de um monopólio público verticalmente integrado a um monopólio privado com a mesma configuração da indústria. Simultaneamente à privatização da empresa foi estabelecido um conjunto de normas e foi criado um órgão regulador setorial (OFGAS).

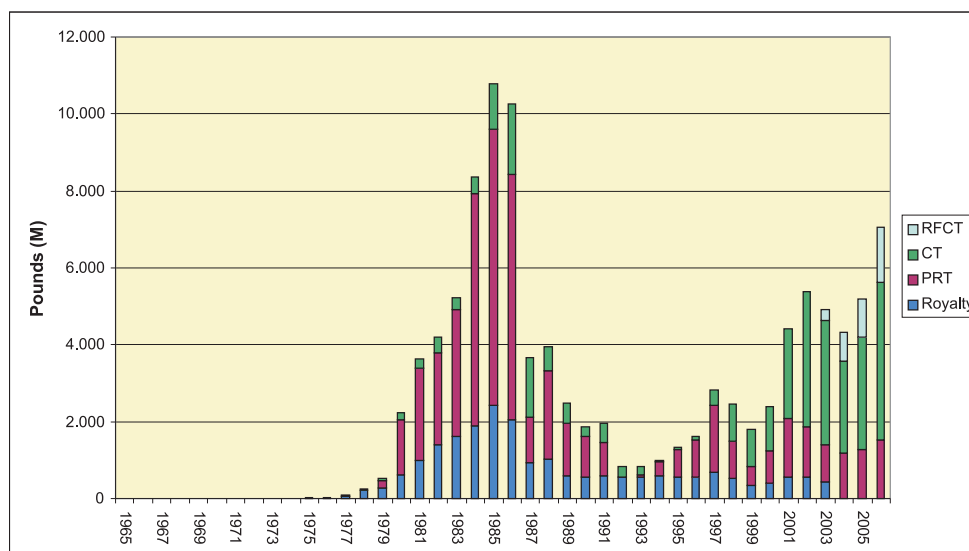


Figura 4.2: Tributos recolhidos no Mar do Norte lado britânico

O Departamento de Indústria e Comércio (DTI)¹³ possui um guia específico para a medição de petróleo e gás equivalente ao regulamento técnico da ANP. A data de sua edição foi dezembro de 2003.

Para o DTI, o uso da frase “medição fiscal” não necessariamente implica qualquer exigência da qualidade do medidor a ser instalado. A palavra fiscal refere-se ao serviço do próprio medidor, não a sua qualidade. Os pontos de medição de transferência de custódia são freqüentemente fiscais. Para o DTI, a palavra “fiscal” literalmente diz respeito as finanças do governo. Conseqüentemente, um medidor fiscal é qualquer sistema ou elemento daquele sistema, que é utilizado para determinar as parcelas da produção que finalmente irão gerar receita para o governo [20].

Desta forma, dependendo do mecanismo particular de apropriação de um dado campo, as seguintes medições podem ser consideradas potencialmente fiscais:

- Vazões do separador;
- Vazões de teste de poço;
- Gás queimado;
- Gás injetado;
- Água produzida descartada.

¹³DTI, Department of Trade and Industry, Guidance Notes for Petroleum (Production) Regulations, UK, Dezembro, 2003.

O DTI apresenta a seguinte Tabela 4.4 com as incertezas típicas para medição:

Tabela 4.4: Incertezas de medição típicas segundo o DTI

Cenários	Incerteza típica de medição (baseada na medição mássica) %	
	líquido	gás
Transferência de Custódia	0,25	1,0
Transferência de Custódia (sem PRT)	0,25-1,0	n/a
Apropriação	0,5-5	2-5
Teste de Poço	10	
Medição Multifásica	10-20	

4.5

A experiência da Noruega

4.5.1

Estrutura institucional

Uma visão geral regulatória da Noruega demonstra que no campo da medição de petróleo e gás natural a sua estrutura jurídica está atrelada [21]:

a) Estrutura jurídica:

- Lei relacionada às atividades de petróleo (29 de novembro de 1996, última alteração em 27.6.03);
- Regulamentos para Lei relacionados às atividades de petróleo (Decreto Real - 27 de junho de 1997, última alteração em 12.12.2003);
- Regulamentos relacionados à medição de petróleo para fins fiscais e para cálculo do imposto do CO₂ (NPD, 1º de novembro de 2001) (Última alteração em 13.12.2004).

b) Principais questões regulatórias:

- Requisitos do sistema de gestão;
- Requisitos relacionados à organização, planejamento e implementação das atividades;
- Requisitos técnicos para o desenvolvimento e operação dos equipamentos de medição;
- Equipamentos de medição e métodos de medição exigidos para fornecer a precisão e confiabilidade adequadas a qualquer momento.

O sistema regulatório da Noruega é baseado no princípio de que qualquer pessoa ou empresa que conduza ou participe das atividades de petróleo deve cumprir as disposições legais, incluindo as decisões regulatórias que devem ser tomadas de acordo com a Lei do Petróleo. De forma mais específica, esta obrigação exige que as partes procurem, de forma pró-ativa, identificar e resolver as discrepâncias, fazendo que estas passem a cumprir em conformidade aos regulamentos [21].

A responsabilidade estatutária para as questões da medição fiscal pertence ao Ministério da Indústria e Energia.

O órgão Norwegian Petroleum Directorate (NPD), ou Direção Geral do Petróleo da Noruega, criado em 1972, é a autoridade supervisora designada. Isto inclui a responsabilidade de emitir os regulamentos de medição relevantes.

O objetivo da supervisão estatutária norueguesa realizada pela NPD (Norwegian Petroleum Directorate ou Direção Geral do Petróleo da Noruega) é, em relação à medição de petróleo e gás, supervisionar a aderência da operadora às leis norueguesas relacionadas às atividades de medição fiscal [21].

Ultimamente, houve reformas. O NPD que é um órgão subordinado ao Ministério de Petróleo e Energia, perdeu funções. Hoje em dia, a atuação do NPD é baseada em critérios técnicos como a aprovação de projetos geológicos, a avaliação financeira e a verificação da experiência de empresa indicadas para explorar as áreas ainda não concedidas com potencial petrolífero, servindo de órgão consultivo para o governo norueguês.

As medições de petróleo e do gás natural produzidos servem como base para estipulações dos impostos sobre royalties (*royalties tax*) e para determinar a renda da concessionária.

Nos últimos cinco anos, a indústria de petróleo e gás da Noruega experimentou mudanças estruturais significativas, as quais buscaram potencializar o desenvolvimento das reservas do país e, particularmente, harmonizar sua regulamentação às normas adotadas pela União Européia.

O setor norueguês de gás natural, cujo marco regulatório baseia-se no *Norwegian Petroleum Act of 1996* (modificado pela Diretiva do Gás da União Européia), apresenta o seguinte quadro institucional:

- Ministério de Petróleo e Energia: responsável pela elaboração e coordenação de uma política energética integrada, a qual assegura, dentro de limites ambientais aceitáveis, a utilização eficiente dos recursos energéticos do país. Ademais, por meio do *Norwegian Petroleum Directorate*, institui as regras regulatórias necessárias para o desenvolvimento da indústria gasífera da Noruega e concede licenças para a realização das atividades de exploração, produção e transporte de gás natural;
- Gassco: empresa estatal responsável pela operação dos principais gasodutos e instalações de transporte de gás da Noruega, os quais, desde janeiro de 2003, foram organizados como um sistema de transporte unificado, sob a denominação de Gassled. Além desta incumbência, cabe a Gassco controlar o cumprimento das normas de acesso à infra-estrutura de transporte;
- Petoro: companhia estatal responsável pela gestão das áreas de produção de gás pertencentes ao Estado, bem como pelo monitoramento das vendas de petróleo e de gás efetuadas pela Statoil.

4.5.2 Regime tarifário

As medições de petróleo e gás natural produzidos servem como base para estipulações do imposto sobre royalties (*royalties tax*) e para determinar a renda da concessionária. Os royalties são pagos ao governo federal que destina os recursos de acordo com suas necessidades, ou seja, não há repasse automático para os órgãos estaduais ou municipais. Atualmente, para fomentar o desenvolvimento de campos marginais, o governo federal pode até abrir mão do recolhimento de royalties nestes casos [21].

Desde 1996 não há mais a cobrança de royalties para os novos campos e, presentemente, somente dois campos antigos ainda demandam tais tributos.

Quanto à gestão das receitas do governo norueguês o recolhimento do Imposto Especial de Petróleo (SPT) é realizado pelo Gabinete de Impostos de Petróleo, enquanto que os royalties ficam a cargo da Direção Norueguesa do Petróleo (NPD).

4.5.3

Regime de outorga

O sistema norueguês prevê a outorga de dois tipos de licença [22]. Uma delas, a licença de exploração (*exploration licence*), pode ser concedida pelo Ministério de Petróleo e Energia (MPE) a empresas, para realização de levantamentos geofísicos, geoquímicos e geotécnicos, e tem duração de três anos. Essa modalidade contratual não pode ser convertida ou usada para a produção, admitindo-se apenas a perfuração de poços rasos.

A outra é a licença de produção (*production licence*), que pode ser concebida pelo rei e confere a um grupo de empresas petrolíferas o direito exclusivo à exploração, perfuração e produção de petróleo.

4.5.4

Exploração e produção

As principais áreas de Exploração e Produção (E&P) *offshore* são: Mar do Norte, Mar da Noruega e Mar de Barents. As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam a situação das reservas e a evolução da produção da Noruega.

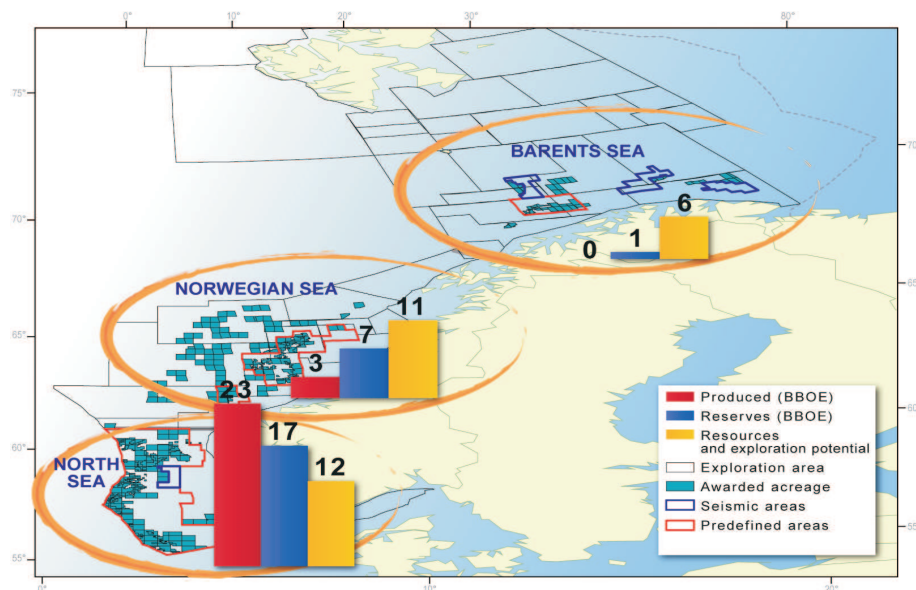


Figura 4.3: Reservas da Noruega

Na Noruega, as atividades de exploração e produção são realizadas tanto pelo Estado, por meio do State's Direct Financial Interest (SDFI), como por companhias privadas.

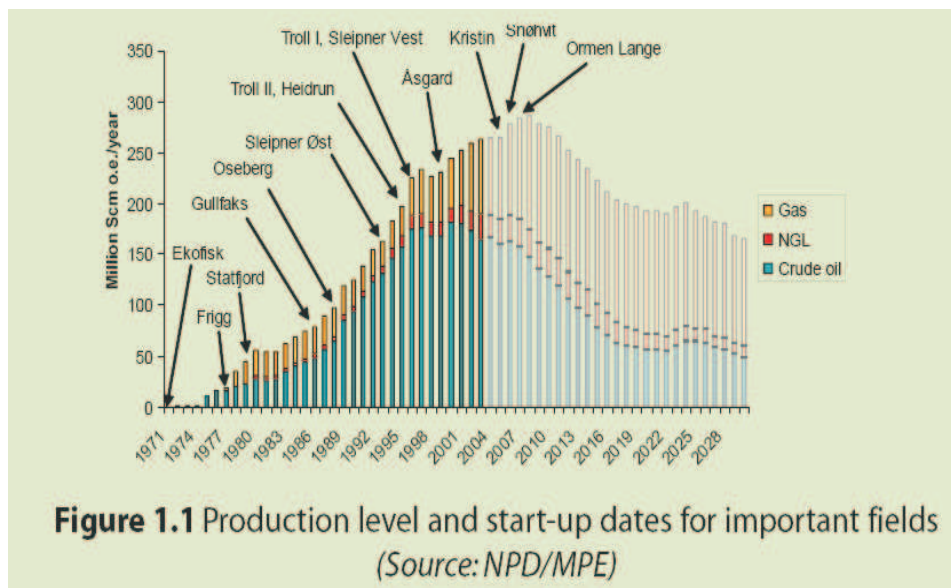


Figura 4.4: Evolução da produção da Noruega

O SDFI, o qual concentra as participações diretas do Estado em diversas áreas de produção de petróleo e gás natural, foi administrado pela Statoil (maior empresa petrolífera do país, atuante nos segmentos de produção, transporte e comercialização de petróleo e gás) até o ano de 2001, quando esta foi parcialmente privatizada.

Neste contexto, o Parlamento norueguês considerou que a privatização parcial da Statoil inviabilizaria a permanência desta empresa como administradora do SDFI, uma vez que haveria conflitos de interesse. Exigiu-se, portanto, a instituição de uma empresa totalmente estatal para realizar tal atribuição. Assim sendo, criou-se a Petoro, à qual incumbe a tarefa de controle das vendas de petróleo e gás, de propriedade do Estado, efetuadas pela Statoil.

A seguir informações sobre a regulamentação da medição de petróleo e gás natural da Noruega:

O NPD possui um regulamento específico para medição fiscal de petróleo [21]. A finalidade deste regulamento é assegurar que as medições exatas formem a base para os cálculos das taxas, royalties e remunerações para o Estado norueguês, incluindo as taxas de CO₂. Neste regulamento as seguintes definições são apresentadas:

- Medição Fiscal - Medição realizada em relação à compra, venda e cálculo de impostos e royalties;

- Apropriação (medição de apropriação) - Distribuição proporcional do petróleo entre vários grupos proprietários e companhias proprietárias.

Com as definições acima, pode-se dizer que a medição de apropriação é utilizada somente para distribuir proporcionalmente o hidrocarboneto entre operadores. A medição de apropriação não é envolvida nos pagamentos de taxas e royalties.

Neste regulamento não é prevista uma seção dedicada para a medição de apropriação conforme o da ANP, ou seja, é semelhante ao MMS. O próprio título do regulamento menciona “medição de petróleo para propósitos fiscais”. Na realidade toda a medição de apropriação é aprovada caso a caso pelos supervisores do NPD, através do plano de desenvolvimento e operação do campo.

Atualmente, há 45 plataformas na costa norueguesa, sendo que as inspeções são feitas uma vez por ano nas plataformas mais importantes (as menos importantes a cada 2 anos).

O NPD possui uma tabela (Tab. 4.5) que contempla a incerteza total do sistema de medição. Uma análise de incerteza é preparada para o sistema de medição dentro de um nível de confiança de 95%. Nas normas presentes um intervalo de confiança equivalente a $\pm 2\sigma$, isto é, fator de cobertura $k=2$, é utilizado. Isso confere um nível de confiança ligeiramente superior a 95%.

Tabela 4.5: Incertezas de medição aceitáveis conforme o NPD

Sistema de Medição	Limite de incerteza no nível de confiança de 95% (incerteza expandida com fator de cobertura $k=2$)
Medição de óleo para fins de venda e apropriação	$\pm 0,30\%$ do volume padrão
Medição de gás para fins de venda e apropriação	$\pm 1,0\%$ da massa
Medição de vendas de LNG	$\pm 0,50\%$ dos conteúdos de energia medidos por carga de navio
Medição de gás combustível	$\pm 1,8\%$ do volume padrão
Medição de gás para combustão	$\pm 5,0\%$ do volume padrão

4.6

Regulamentação dos sistemas de medição: estudo comparativo

O modo de administração ou gestão dos sistemas de medição varia conforme os países. Normalmente, há uma negociação prévia entre as agências e os concessionários no sentido de estes últimos adotarem uma sistemática interna. A princípio, as agências têm plena confiança no trabalho dos concessionários, e estes têm a responsabilidade de atender os requisitos dos regulamentos, o que, segundo relatos, é realizado plenamente.

O *modus operandi* de cada agência varia conforme a sua estrutura em função dos recursos humanos disponíveis, entre outros fatores. Por exemplo, o modo com que são realizadas as inspeções pelas agências nas instalações dos concessionários é bastante variável, podendo ser por amostragem, por importância do campo produtor ou por alguma evidência momentânea.

As agências, em suas inspeções, lavram as não-conformidades levantadas durante as inspeções e, de acordo com a conveniência, emitem multas, além de outras sanções mais severas.

Em seguida na Tabela 4.6, é apresentado o quadro comparativo regulatório dos países selecionados, incluindo também o Brasil.

Tabela 4.6: Quadro comparativo regulatório dos países selecionados

Pontos Comuns	Brasil	EUA	Canadá	Austrália	Reino Unido	Noruega
Áreas da E&P Principal	Bacias sedimentares marítimas (<i>offshore</i>) e terrestres (<i>onshore</i>)	Golfo do México, Texas e Alasca	Província de Alberta (<i>onshore</i>) e na costa nordeste (Newfoundland e Nova Scotia) (<i>offshore</i>)	Austrália Ocidental, Queenslande costa (<i>onshore</i>) e noroeste e costa de Victoria (<i>offshore</i>)	Mar do Norte (<i>offshore</i>)	Mar do Norte, Mar da Noruega e Mar de Barents (<i>offshore</i>)
Regulador Principal	ANP	MMS	DME	DMPR	DTI/BERR	MPE e NPD
Contrato de E&P	Concessão	<i>Lease</i>	<i>Lease</i>	Licença	Licença	Licença
Administração dos sistemas de medição	Inspeção periódica	Solicita relatórios periódicos	Solicita relatórios periódicos	Inspeções pontuais	Solicita relatórios periódicos e realiza inspeções pontuais	Solicita relatórios periódicos e realiza inspeções pontuais
Tipos de sistemas de medição	Bem definidos	Negociados	Negociados	Negociados	Bem definidos	Negociados
Medição de apropriação (Allocation)	Visa a distribuição para efeito de royalties	Visa a distribuição diferentes operadoras	Visa a distribuição diferentes operadoras	Visa a distribuição entre diferentes operadoras	Visa a distribuição entre diferentes operadoras	Visa a distribuição diferentes operadoras