



CADERNO OPINIÃO

## CONTEÚDO LOCAL NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

---

autor: John Forman  
**agosto.2016**



---

## SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

### DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

### COORDENAÇÃO DE RELAÇÃO INSTITUCIONAL

Luiz Roberto Bezerra

### COORDENAÇÃO OPERACIONAL

Simone C. Lecques de Magalhães

### COORDENAÇÃO DE PESQUISA, ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

### PESQUISADORES

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas  
Larissa de Oliveira Resende  
Mariana Weiss de Abreu  
Renata Hamilton de Ruiz  
Tatiana de Fátima Bruce da Silva  
Vinícius Neves Motta

### CONSULTORES ASSOCIADOS

Ieda Gomes - Gás  
Nelson Narciso - Petróleo e Gás  
Paulo César Fernandes da Cunha - Setor Elétrico

### ESTAGIÁRIAS

Júlia Febraro F. G. da Silva  
Raquel Dias de Oliveira





## OPINIÃO

# CONTEÚDO LOCAL NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

*John M Albuquerque Forman*

Consultor  
ex Diretor da Agência de Petróleo Gás Natural e  
Biocombustíveis.

A ideia utilizar o mercado de um país, para desenvolver a sua indústria, é antiga e já foi proposta e utilizada de diferentes formas a depender do país que a utilizou, buscando o seu desenvolvimento industrial.

No início do século XX, por exemplo, nos EUA, se

desenvolveu a ideia da proteção das “infant industries” como forma de criar uma indústria local, que não se desenvolveria sem esta proteção.

Na America Latina, mais recentemente, sob a égide da CEPAL, foi desenvolvido o conceito da substituição de importações, com a aplicação de impostos e tarifas as importações, viabilizando então, o surgimento de indústrias locais.

É de se notar, que estes exemplos são de proteção as indústrias que se deseja surjam em um País, sem que, necessariamente, sejam competitivas em termos do mercado mundial.

No Brasil, os financiamentos do então BNDE, definiam como equipamentos ou produtos locais, aqueles que tivessem, pelo menos 60% de peças e componentes fabricados localmente.

Este modelo faliu com os resultados conhecidos. O uso de impostos e tarifas para proteger os produtos locais, distorceu os custos, eventualmente os prazos e o que

era um incentivo para a industrialização, transformou-se em uma reserva de mercado, com produção não competitiva em termos de preços e qualidade. O governo Color, deu início ao processo de rompimento deste modelo.

Enquanto no Brasil utilizávamos o modelo acima, nos países que vieram a ser denominados “tigres asiáticos”, o modelo adotado foi o de buscar maior integração com a economia mundial, com incentivo e mesmo obrigação da exportação de parte importante da produção, mantendo a importação necessária ao desenvolvimento da indústria local, o que levou países como Coreia, Hong Kong, Cingapura e Taiwan a multiplicarem suas rendas e fortalecer suas economias, deixando para trás os países que apostaram no mercado interno e auto suficiência, como o Brasil.

Com os choques de preço do petróleo na década de 70, que levou a Europa a buscar novas áreas para produção de hidrocarbonetos, descobertos no Mar do Norte, no início dos anos 60. O Reino Unido e a Noruega, que não dispunham de uma indústria para petroleira, embora dispusessem de uma base industrial local, criaram incentivos para desenvolver uma indústria local.

Analisar o que aconteceu no Reino Unido, em termos de ações governamentais e seus objetivos, é importante para entender as diferenças com o que foi implementado no Brasil.

O Reino Unido dispunha de uma indústria forte, não petroleira, e com o desenvolvimento dos campos de gás na Bacia Sul, ficou evidente que as empresas britânicas não dispunham de conhecimento para a produção de um grande número de produtos especializados, necessários nas diferentes etapas de descoberta e desenvolvimento de um campo de hidrocarbonetos. No início da década de 70 parecia que a indústria britânica não seria capaz de suprir a maior parte dos produtos e serviços necessários a rápida expansão da produção de óleo e gás local.

Em 1972 foi realizado um estudo, pelo Governo, para

examinar os benefícios que o petróleo do Mar do Norte poderia trazer a economia. O estudo confirmou que somente 25-30% da demanda poderia ser atendida localmente e sugeriu que iniciativas governamentais poderiam levar a um significativo aumento da participação das indústrias locais no suprimento.

Das recomendações do estudo a de maior importância, foi a que propôs a criação do Escritório de Suprimentos para o Offshore, OSO em inglês (Offshore Supplies Office), cuja missão seria a de incentivar e coordenar todas as ações necessárias para maximizar a participação da indústria local, no mercado que se desenvolvia.

Em 1974 foi assinado um memorando de entendimentos (MOU) entre a Secretaria de Estado para Energia e a UKOOA (organização que representava as empresas petroleiras), estabelecendo o FFO, com o objetivo de assegurar que fosse dada às indústrias locais, a total possibilidade de competir de forma justa e ganhar encomendas em bases competitivas. É importante ressaltar que o FFO (Full and Fair Opportunity) como ficou conhecido, acordado, não representava uma política protecionista, por se entender que uma atitude protecionista não levaria a uma indústria saudável e competitiva. Representava o entendimento que as empresas britânicas que tinham credenciais técnicas e comerciais, mas que podiam não ter ainda fornecido para as empresas petroleiras, teriam uma oportunidade ampla e igual para ganhar contratos.

Ao OSO, como uma Divisão do Departamento de Energia, foi dada a responsabilidade de administrar a política do FFO e foi criado um Código de Práticas que permitiu o monitoramento da política. O OSO teve então, um papel importante para que as empresas petroleiras de fato buscassem, em bases competitivas e justas, obter as licenças de exploração para hidrocarbonetos e em sequência, obter as autorizações para desenvolvimento dos campos. Deve ser enfatizado, novamente, o entendimento que projetos não deveriam sofrer atrasos ou ter aumento de custos, para permitir a participação das empresas britânicas.



Com base no conhecimento existente, foi possível avaliar os pontos fortes e fracos da indústria e assim sugerir estratégias para aumentar a capacidade, tais com Joint Ventures, investimentos internos nas empresas, fundos para P&D, como forma de encorajar a fixação da tecnologia no Reino Unido.

Já ao final da década de 80, a participação Britânica nos fornecimentos, atingiu, de forma consistente a níveis entre 70 e 80%. Nunca foi o objetivo, atingir 100% de capacidade nos suprimentos, uma vez que se entendia que não faria sentido, encorajar empresas a participar em setores já dominados por contratantes existentes, como em perfurações, lançamento de tubulações, flotels, etc., mas mesmo em áreas onde não existiam capacidades locais, havia a possibilidade de buscar o envolvimento através do suprimento de atividades de suporte, algumas das quais em áreas de alta tecnologia.

No período entre 1992-1994 mudanças fundamentais ocorreram quanto ao papel desempenhado pelo OSO. Isto porque se reconheceu que a indústria estava suficientemente madura, de forma a não justificar o monitoramento individual de contratos e era mais importante dar suporte as empresas britânicas para que se envolvessem mais no mercado de exportação. O OSO passou então a operar no down stream.

Um ponto importante a considerar, em um mercado mundial que cada vez mais se organiza em blocos, nos quais o Brasil não participa, a legislação Europeia sobre fornecimentos (The Procurement Directive) tornou ilegal a discriminação entre os países membros, obrigando a revogação do MOU sobre o FFO.

Portanto, em um período inferior a 20 anos, foi criado um projeto, implementado e bons resultados foram atingidos, com empresas competitivas e com atuação no mercado mundial.

Na Noruega ocorreu a utilização de um mecanismo pelo qual a utilização dos produtos locais foi um

dos critérios para a avaliação das propostas para as concessões de E&P. O sistema foi também exitoso.

As informações sobre estes mecanismos são facilmente acessíveis, razão pela qual não cabe detalha-las mais aqui.

No Brasil, o papel que se poderia comparar ao do OSO, poderia caber a ONIP. A ANP, caberia o papel do Departamento de Energia e o equivalente a UKOOA, poderia ser o IBP.

A ANP teve a preocupação, desde a primeira rodada de licitação de blocos, de incentivar a participação da industria local no desenvolvimento das atividades no país. Na primeira rodada, as empresas petroleiras entenderam que a participação local se caracterizaria pela compra de bens e equipamentos a empresas aqui instaladas, independente da origem dos equipamentos e serviços. A Nota Fiscal dada por empresa local, caracterizaria o conteúdo local.

Para corrigir este entendimento, já na segunda Rodada a ANP modificou a forma de reconhecer a produção local, ao adotar as diretrizes desenvolvidas pelo BNDE, para seus projetos de financiamento. Assim, seriam considerados locais os equipamentos ou componentes que tivessem um conteúdo aqui manufaturado, no mínimo de 60%. As empresas concorrentes, nos leilões de blocos, faziam suas ofertas, com base em avaliações próprias quanto a capacidade da indústria local e sem limites superiores ou inferiores para o conteúdo local.

Deve ser ressaltado, que nem a ANP e nem outro órgão de governo, realizou previamente, um levantamento sistemático e detalhado, da capacidade existentes na indústria brasileira, para atender a demanda do setor de petróleo.

Buscando aumentar o interesse das empresas petroleiras na produção local, e como incentivo para a indústria brasileira, a ANP passou a levar em consideração a oferta de conteúdo local, na avaliação

das propostas para obtenção de concessões de E&P. Assim foi até a mudança de governo em 2003.

É necessário chamar a atenção para a atuação das petroleiras, que neste período em que a oferta de conteúdo local começou a ser considerada na escolha da proposta vencedora, ofertas de 100% de conteúdo local para todas as fases de um contrato de concessão, foram feitas, apesar de que o valor é impossível de ser alcançado. Isto levou a fixação de tetos para as ofertas apresentadas.

A partir de 2003, o novo governo eleito, optou por tornar obrigatórios valores mínimos e máximos para o conteúdo local, pratica que prevalece até hoje. Os valores estabelecidos eram maiores do que os oferecidos espontaneamente pela indústria petroleira anteriormente, a exceção, como mencionado das ofertas de 100%. Não foi realizado um levantamento da real capacidade de produção existente. Os valores mínimos variam para blocos em terra, águas rasas e águas profundas, bem como de acordo com a fase do contrato de Concessão. Foram estabelecidas multas pesadas pelo não cumprimento dos valores estabelecidos nos contratos de concessão.

A proposta levantou uma intensa discussão, da qual participavam a ANP, a Secretaria de Óleo e Gás do MME, o IBP representando a indústria e de forma independente, a Petrobras, maior operadora do país. A indústria terminou por aceitar os valores estabelecidos como mínimos para o conteúdo local. O governo desenvolveu um programa, para identificar as capacidades existentes e as demandas previstas pelo rápido crescimento das descobertas no offshore do Brasil, buscando compatibilizá-las o mais possível. A capacidade existente foi estabelecida por processo declaratório da indústria local, sem uma avaliação mais acurada. E isto antes das descobertas do pré sal.

Entre a assinatura de um Contrato de Concessão e uma primeira descoberta a ser avaliada, há um intervalo de pelo menos 5 anos e mais comumente,

8. Assim os primeiros contratos assinados após a regra de conteúdo mínimo obrigatório começaram a gerar obrigações de maior porte por volta de 2010. A ANP ao constatar o não cumprimento das cláusulas de conteúdo local, algumas pouco realistas, começou a aplicar as multas previstas nos contratos, que são pesadas. As operadoras e em especial a Petrobras sentiram o efeito do descumprimento da cláusula. Com isto, reclamações e pleitos referentes a mudança das regras, surgiram e ganharam força. O governo estuda mudanças. Porém, antes de tratar deste aspecto específico, é preciso analisar outros aspectos relativos ao assunto.

No Brasil, a ANP agência reguladora que tem por função buscar o equilíbrio entre o governo e os agentes econômicos privados, inseriu nos Contratos de Concessão, cláusulas que tratam de possíveis desvios, que estabelecem que um concessionário ao buscar um fornecimento local, encontre preços ou prazos superiores aos que prevalecem no mercado internacional, podem solicitar a ANP a dispensa do cumprimento destas obrigações (waiver) mas, para tanto, terá que fazer prova do que alega. A ANP poderá então, sem maiores problemas ou dificuldades, decidir pela dispensa da obrigação, no caso específico.

Mas, o que parece simples, se complica por outras diretrizes governamentais, neste caso foram dadas diretamente a Petrobras, para que, como a maior operadora e consequentemente maior consumidora de bens e serviços do país, assumisse papel de agente de desenvolvimento industrial, dando preferência as empresas locais, sem a preocupação de prazos e preços competitivos. As encomendas da Petrobras, deveriam servir para desenvolver a indústria local, com base no seu próprio mercado, não se levando em conta sequer o mercado nacional. Aos parceiros da Petrobras, nas concessões, coube aceitar tais condições, criando-se para as demais operadoras o fato consumado de um fornecimento caro e com prazos mais longos. Por esta razão, a solicitação a ANP de uma dispensa se tornou problemática.

Os preços e prazos praticados pela indústria local se tornaram não competitivos e de um modelo que visava incentivar o nascimento de uma indústria competitiva, recaímos no modelo de reserva de mercado que já se havia revelado prejudicial no passado. A experiência vivida, não foi levada em conta e o que temos hoje, com algumas exceções, são empresas pouco competitivas em preços e em prazo, com a agravante da falta de um sistema de conformidade, para assegurar a qualidade.

Com a queda dos preços do petróleo no mercado mundial, a situação se agravou, na medida em que a competitividade de preços é essencial para uma produção competitiva. Em todo o mundo se busca, no momento, a redução de custos de produção para fazer face aos baixos preços do petróleo. As opções são a de subsidiar empresas pouco competitivas ou deixar que elas fechem, como aconteceu no passado, com o final do ciclo de mercado protegido.

A solução deverá ser buscar de forma ativa e objetiva, a exportação. Temos vantagens geográficas para fornecimentos aos países africanos da costa oeste daquele continente. Temos uma incipiente atividade de venda de serviços, por poucas empresas, no continente Africano e muito pouco fornecimento de equipamentos. A atividade de exploração e produção de petróleo, ocorre ao longo de toda a costa, de norte a sul.

O mercado Latino Americano também oferece oportunidades em países como a Colômbia, Peru, Chile e de forma distinta, na Argentina, Venezuela, Bolívia e Equador.

Como já mencionado, a criação de blocos de comércio envolvendo a grande maioria dos países desenvolvidos e um grande número dos em desenvolvimento, quer na área do Pacífico quer na área do Atlântico, blocos dos quais o Brasil não participa, vai tornar, cada vez mais difícil, para o Brasil, a competição no fornecimento de bens e serviços.

No entanto, o que se pode constatar, é uma tentativa de criação de mecanismos complexos e pouco práticos, para a avaliação da contribuição do conteúdo local a indústria do petróleo. O que os exemplos citados nos mostram, é que basta dar oportunidades justas as empresas locais, sem obrigar o uso de bens e serviços não competitivos, sem criar condições de proteção artificiais, para que em um prazo de uma década se atinja uma participação significativa da indústria local, com capacidade de competir mundialmente. Talvez isto seja muito simples para um país que tem um vazio de criação de legislações quilométricas, complexas e ineficientes.

Tanto para suprir o mercado local, como para exportar, é necessário que a indústria para petroleira brasileira seja competitiva em termos de preços, prazos e qualidade.

Deve ser avaliada a real capacidade industrial existente, com a identificação das áreas onde existe a possibilidade de uma competitividade mais rápida, bem como, determinar as vantagens competitivas reais e prioriza-las.

De outro lado, adequar os programas de encomendas, a estas capacidades, devendo ser estabelecido um cronograma para aumento de capacidade local. A exportação, como forma de perpetuar a capacidade industrial, competitiva, deve ser contemplada, desde o início.

O desejo de vir a ter uma produção local de determinado bem ou serviço, tem que ser avaliada levando em conta o tamanho do mercado local e a eventual exportação. Criar capacidades que para sua sobrevivência demandem subsídios, é uma alternativa que deve ser evitada a todo custo.

Eventuais incentivos devem se restringir ao encorajamento da produção local, por empresas nacionais ou joint ventures, visando a produção



competitiva, sem o uso de subsídios. Programas de P, D&I, devem ser incentivados e apoiados pelos organismos já existentes e que tem esta função, como a FINEP, CNPq, Fundos Setoriais do MCTC. Este tipo de incentivo é permitido pelos regulamentos internacionais e não configura subsídio.

Recentemente, a ANP divulgou que está relevando altas multas aplicadas, pela não utilização, dentro dos limites estabelecidos, de navios de levantamentos sísmico. Não há e provavelmente não haverá um navio sísmico construído no Brasil em futuro previsível, por não dispormos de projetos para os barcos, estaleiros que possam construir competitivamente barcos em número muito limitado, como é o caso. Esta observação deve ser aplicada a várias outras exigências contidas nas regras de conteúdo local, existentes hoje, o que recomenda sua revisão.

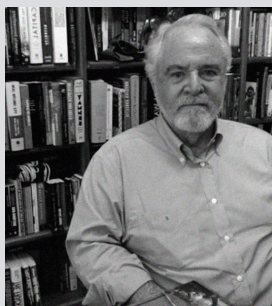
A exemplo do que se fez no Reino Unido, a ONIP, que já dispõe de um cadastro da indústria e serviços existentes no País, deveria atuar como o OSO, sendo a intermediária entre a ANP e a indústria petroleira, que poderia ser representada em seu conjunto pelo IBP e pela ABPIP, para os pequenos produtores, de forma a

dar à indústria local a FFO (Full and Fair Opportunity), para ofertas competitivas em preço, prazo e qualidade.

Uma reavaliação objetiva da legislação e regulação hoje existentes, também se faz necessária a curto prazo. Um exemplo é o REPETRO. Concebido corretamente para permitir a importação de equipamentos, aqui não existentes, sem o pagamento de impostos, a não ser que haja a internação permanente dos bens, tem efeito deletério sobre o conteúdo local, uma vez que se o mesmo bem viesse a ser produzido no País, pagaria impostos e consequentemente não se tornaria competitivo.

Para que seja possível a modificação necessária nas regras de conteúdo local, torna-se necessário uma mudança de atitude da ANP e MME, eventualmente do CNPE. Um envolvimento maior do MDIC que tem relacionamento maior com o setor industrial e que até agora pouco contribuiu para o setor de petróleo, seria conveniente.

privados que, em parceria com a estatal, irão gerar novos empregos e aumentar a receita de royalties para Estados, municípios e para a União.



**John M. Albuquerque Forman.** Formado em geologia (1961), tem mestrado em geologia pela Universidade de Stanford (1967). Desenvolveu carreira acadêmica como professor de Geologia Econômica e Recursos Energéticos, (UFRJ). Na área de P & D como diretor no Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e membro de seu Conselho Deliberativo. Membro dos Comitês de Mineração, Petróleo e Gás e Comitês de Energia no Ministério de Minas e Energia (MME). Ex-diretor e presidente das Indústrias Nucleares Brasileiras (Nuclebrás) e da Indústria Nuclear do Brasil (INB).



[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)

