



Senado Federal
Comissão de Serviços de Infraestrutura

AGENDA

2009-2015

Desafios
Estratégicos
Setoriais

MARCO REGULATÓRIO
DO PRÉ-SAL

EDIÇÃO AMPLIADA

Brasília – 2010



Senado Federal

Secretaria de Comissões

Subsecretaria de Apoio às Comissões Permanentes

Comissão de Serviços de Infraestrutura

Presidente: **Senador Fernando Collor** (PTB – AL)

Vice-Presidente: **Senador Eliseu Resende** (DEM – MG)

Grupo de Trabalho da Agenda 2009-2015

Senador Delcídio Amaral (PT – MS)

Senador Flexa Ribeiro (PSDB – PA)

Senador Gim Argello (PTB – DF)

Composição da Comissão

Titulares

Arthur Virgílio (PSDB – AM)	João Durval (PDT – BA)
Delcídio Amaral (PT – MS)	João Ribeiro (PR – TO)
Eliseu Resende (DEM – MG)	João Tenório (PSDB – AL)
Fátima Cleide (PT – RO)	Kátia Abreu (DEM – TO)
Fernando Collor (PTB – AL)	Mão Santa (PSC – PI)
Flexa Ribeiro (PSDB – PA)	Marconi Perillo (PSDB – GO)
Francisco Dornelles (PP – RJ)	Oswaldo Sobrinho (PTB – MT)
Gilberto Goellner (DEM – MT)	Paulo Duque (PMDB – RJ)
Gilvam Borges (PMDB – AP)	Serys Shhessarenko (PT – MT)
Heráclito Fortes (DEM – PI)	Valdir Raupp (PMDB – RO)
Ideli Salvatti (PT – SC)	Wellington Salgado de Oliveira (PMDB – MG)
Inácio Arruda (PCdoB – CE)	

Suplentes

Adelmir Santana (DEM – DF)	Lobão Filho (PMDB – MA)
Almeida Lima (PMDB – SE)	Marina Silva (PV – AC)
Alvaro Dias (PSDB – PR)	Mário Couto (PSDB – PA)
Antonio Carlos Júnior (DEM – BA)	Neuto De Conto (PMDB – SC)
Antonio Carlos Valadares (PSB – SE)	Osmar Dias (PDT – PR)
Cícero Lucena (PSDB – PB)	Paulo Paim (PT – RS)
Demóstenes Torres (DEM – GO)	Pedro Simon (PMDB – RS)
Eduardo Suplicy (PT – SP)	Rosalba Ciarlini (DEM – RN)
Efraim Morais (DEM – PB)	Sérgio Guerra (PSDB – PE)
Gim Argello (PTB – DF)	Valter Pereira (PMDB – MS)
João Pedro (PT – AM)	

Comissão de Serviços de Infraestrutura

Plenário nº 13 – Ala Senador Alexandre Costa

Fone: (61) 3303-4607

Fax: (61) 3303-3286



Senado Federal
Comissão de Serviços de Infraestrutura

AGENDA 2009 – 2015
Desafios Estratégicos Setoriais

Segundo Desafio:
“Marco Regulatório do Pré-Sal”
Resumo das Audiências Públicas

EDIÇÃO AMPLIADA

Brasília – DF
Fevereiro de 2010

SUMÁRIO

	<i>Pág.</i>
Apresentação	5
Extrato das Audiências Públicas	7
Painel 1: Regime de Partilha	11
Painel 2: Criação da Petro-Sal	31
Painel 3: Fundo Social	35
Painel 4: Capitalização da Petrobras	43
Nota Técnica da Petrobras	51
Pronunciamento do Senador Fernando Collor	65]

APRESENTAÇÃO

Durante o ciclo de painéis denominado Agenda 2009–2015 – Desafios Estratégicos Setoriais – promovido pela Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal ao longo do segundo semestre de 2009, quatro audiências públicas dedicaram-se à discussão do Marco Regulatório do Pré-Sal.

Ao todo, foram ouvidos 16 especialistas de notório reconhecimento dos diversos setores envolvidos no tema, representando o governo, a iniciativa privada e o universo acadêmico de estudos e pesquisas.

O embasamento das apresentações e dos debates foram os quatro projetos de lei enviados ao Congresso pelo Executivo, que tratam especificamente sobre (1) o Regime de Partilha X Concessão; (2) a criação da empresa estatal Petro-Sal; (3) a instituição do Fundo Social, e (4) a capitalização da Petrobras.

Nesta publicação, tenho a satisfação de trazer para divulgação os relatórios elaborados pela Consultoria Legislativa do Senado, referentes a cada um dos painéis. Apresento, ainda, meu pronunciamento feito no Plenário do Senado logo após o término das audiências, em que destaco os principais pontos abordados e as mais importantes questões levantadas pelos especialistas, além das propostas por eles sugeridas. Do mesmo modo, apresento Nota Técnica enviada pela Petrobras em resposta a ofício por mim dirigido ao Presidente daquela empresa.

Tenho certeza que este compêndio constituirá importante subsídio para reflexão e posicionamento diante deste que será, em breve, o principal fator de desenvolvimento econômico do Brasil. Daí sua relevância para a tomada de decisão que o País e, especialmente o Congresso Nacional, terão pela frente.

Brasília, novembro de 2009.

Senador *Fernando Collor*
Presidente da Comissão de Serviços de Infraestrutura

Extrato das Audiências Públicas apresentado pelo Senador Fernando Collor na reunião de 16-11-09 da Comissão de Serviços de Infraestrutura

No último dia 9 de novembro, a Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal realizou o quarto e último painel dedicado ao ciclo de audiências públicas destinadas a debater o Marco Regulatório do Pré-Sal, dentro da programação da Agenda 2009-2015 – Desafios Estratégicos Setoriais.

Ao todo, durante essas quatro audiências, contamos com 16 especialistas de notório reconhecimento técnico que apresentaram suas opiniões e sugestões acerca do tema, com base nos quatro projetos de lei do Executivo que tramitam na Câmara dispendo sobre o Marco Regulatório. Foram debatidos, portanto, (1) a questão do Regime de Partilha X Concessão; (2) a criação da empresa Petro-Sal; (3) a instituição do Fundo Social, e (4) a Capitalização da Petrobras.

Para fechar e consolidar este ciclo de tão importante assunto para o futuro de nossa economia, apresentamos um extrato dos principais pontos debatidos e das mais importantes propostas apresentadas.

Pela avaliação majoritária dos presentes ao 1º Painel, quase todos os objetivos buscados por meio da adoção do regime de partilha para o Pré-Sal poderiam ser, de alguma forma, alcançados com aplicação do regime estabelecido na Lei do Petróleo, ou seja, o regime de concessão. A partilha, entretanto, parece ajustar-se melhor à situação de menor risco global e de maior previsibilidade operacional que a província do Pré-Sal de fato oferece aos empreendedores. Partilha e concessão não seriam, portanto, opções estratégicas opostas ou contraditórias do ponto de vista operativo, podendo a partilha propiciar melhor controle estratégico do Estado sobre o setor, sobre a propriedade dos recursos e sobre o ritmo da exploração e produção.

Do ponto de vista constitucional, porém, há dois obstáculos: o artigo 176 da nossa Carta garante ao concessionário a “propriedade do produto da lavra”. Este mandamento parece colidir frontalmente com a estratégia de adoção do regime de partilha por simples via de Lei, situação que merece atenção e reexame, pelos riscos

que suscita nos futuros desenvolvimentos do Pré-Sal. Outro obstáculo refere-se ao art. 177, que impede a entrega das áreas do Pré-Sal à Petrobras sem licitação.

Mais delicada, entretanto, pareceu ser a opção por adotar sistemática de intenso controle operacional da prospecção e da produção, por meio de um Comitê Operacional – instância de administração prevista para cada consórcio contratado em regime de partilha. Nesse regime, a nova estatal, a Petro-Sal, objeto do 2º Painel, além de 50% dos assentos, enfeixaria o direito a veto e, ainda mais, ao exercício do voto de qualidade, sem comprometer-se, em contrapartida, com qualquer obrigação jurídica ou financeira em relação às atividades operacionais. Daí ser recomendável o estudo de uma redução do direito de veto a apenas alguns temas de maior abrangência, como, por exemplo, o caso dos orçamentos anuais e do programa exploratório.

Outro ponto que merece reflexão é a condição dada à Petrobras como única operadora de todos os contratos de partilha. Isso significa que ela assumiria integralmente os trabalhos de prospecção e de produção, no âmbito do Pré-Sal, além de assumir obrigatoriamente um mínimo de 30% de participação própria em todos os consórcios que vierem a ser contratados sob o novo regime. Fica o receio, principalmente, quanto às efetivas possibilidades que terá ela de ampliar, rápida e dramaticamente, sua capacidade de operação. Isso pode constituir, inclusive, um obstáculo ao desenvolvimento empresarial da própria Petrobras: inicialmente, por perder grande parte de sua atual liberdade de escolha de prioridades e alvos comerciais, sendo obrigada a associar-se a todos os licitantes vencedores; inclusive aos seus malogros e fracassos. E, por fim, arriscar a não ter quem lhe cobre, em decorrência desse novo monopólio, a contínua melhoria de seus índices de eficiência empresarial, ou seja, justamente o que lhe permitirá manter e aprimorar seu atual patamar de competitividade.

A necessidade de criação do Fundo Social, tema do 3º Painel, é consenso amplo. Financiado pelos recursos livres, na parcela de *royalties* que cabe à União, e principalmente pela receita de comercialização de hidrocarbonetos, o Fundo tem basicamente três grandes justificativas. Uma, é permitir que as futuras gerações de brasileiros também usufruam da riqueza gerada pelo petróleo. Outra, evitar a sistemática e negativa apreciação do câmbio que decorrerá do ingresso de moeda estrangeira, na venda de óleo e derivados, comprometendo perigosamente a competitividade da nossa economia. A última – mas não menos importante! – é permitir o investimento público em programas e em projetos nas áreas-chave para o desenvolvimento econômico e social. A lógica de contenção dos danos ao câmbio, por exemplo, é que os recursos não sejam internalizados. Seria de todo importante, por isso, que as regras de aplicação externa ficassem absolutamente claras, já na Lei. Do mesmo modo, é necessário estabelecer-se um período inicial

de carência para o resgate de recursos, lembrando que os aportes demorarão algum tempo para alcançar volumes mais significativos. Daí decorre que, sem tal restrição às saídas, o Fundo jamais ganhará musculatura. Mesma contenção será requerida na programação dos gastos: os montantes a resgatar, que devem limitar-se rigorosamente aos rendimentos obtidos com as carteiras de aplicação. Somente assim, respeitado esse conjunto de cuidados, os objetivos que levaram à proposta do Fundo Social serão efetivamente garantidos. A infraestrutura é um deles. E sua melhora, concretamente, é demanda vinculada à própria prospecção e exploração de petróleo, esteja ele acima ou abaixo da camada de sal.

Como todos sabem, as vias de transporte no Brasil constituem, como um todo, verdadeiro obstáculo ao desenvolvimento. Elas necessitam de urgentes e substantivos aportes de recursos públicos, mesmo na hipótese em que se venha a retomar brevemente, com mais força, os mecanismos de estímulo ao investimento privado no setor. Também o saneamento merece prioridade na aplicação dos recursos do Fundo Social; e com fundados motivos. Ele apresenta-se, hoje, praticamente paralisado em todo o País.

Do 4º Painel também surge um imediato consenso: a necessidade de capitalizar a Petrobras para fazer frente aos exigentes desafios financeiros e operacionais do Pré-Sal, sem comprometer o *investment grade* a ela conferido pelo mercado. Há, entretanto, uma série de indefinições e imprecisões que carecem e merecem rápido reparo, sob o risco de prejudicar os imensos trunfos conquistados pela Petrobras. As principais dúvidas evidenciadas durante as Audiências Públicas são relativas ao processo conhecido no jargão petroleiro como “unitização” de áreas, e aos aspectos de transparência do modelo de capitalização perante a comunidade do mercado de capitais. Há, na proposta governamental, muitas dúvidas sobre aspectos cruciais da unitização, tais como: quem falará como mediador, nesses casos, em nome do Governo; como será aplicado o processo no caso de lotes adjudicados sob diferentes sistemas – concessão e partilha –; como serão tratados os casos de ocorrência de óleo em áreas não licitadas adjacentes a lotes contratualizados?

Entre os pontos de sombra identificados na proposta de capitalização da Petrobras, sobressaem três questionamentos principais. Um, quanto à isonomia do tratamento dado aos acionistas minoritários, que – ao contrário do Governo – terão de pagar à vista se quiserem sustentar sua participação acionária. Dois, quanto à precificação da moeda definida para o aporte governamental – os 5 bilhões de barris de petróleo futuro –, cujo valor hoje é incerto, assim como incerto é o prazo em que esse reforço patrimonial será de fato integralizado e materializado no fluxo de caixa da Empresa. E três, quanto à suficiência desse volume de capitalização, em face das enormes dimensões do Pré-Sal e do próprio

papel que a Petrobras lá está chamada a desempenhar. Cabe ainda, finalmente, questionar quanto ao impacto deste grande aporte de recursos nas políticas de câmbio e fiscal do Governo.

Dado seu estatuto de empresa de capital aberto, tanto a própria Petrobras quanto o Governo, seu controlador, devem cuidar para que não somente os ritos e formalidades previstos nas regras de controle das S.A. sejam cumpridos; mais que isso, precisam também certificar-se de que o mercado esteja satisfeito com o nível da informação oferecida.

Preocupação também levantada se deu em relação à pressão sobre os recursos humanos da Petrobras diante da grande perspectiva e revolução socioeconômica que a exploração do Pré-Sal poderá trazer para a sociedade. Daí ser imperativo o devido investimento na ampliação do competente corpo técnico da Petrobras e na sua sempre busca da qualificação profissional.

A questão ambiental é outro tema prioritário no rol das precauções frente à exploração do Pré-Sal, atividade cujo impacto pode quadruplicar o volume da Petrobras de emissão de gases do efeito estufa. Daí a importância da aplicação e do aperfeiçoamento de tecnologias como a de separação e reinjeção de gás.

Por fim, pontua-se o tema da distribuição dos *royalties* sobre a exploração do óleo do Pré-Sal, aspecto que tem provocado intensa movimentação política e atenta cobertura da mídia. O fato evidente, porém, é que a riqueza petrolífera na plataforma continental – acima ou abaixo da camada de sal – não deve ser tão reivindicada pelos Estados produtores. A verdade incontestável é que eles já dela se beneficiam amplamente, em função de importantíssimas externalidades tais como a geração local de emprego e renda; e a indução à instalação de novos empreendimentos locais ligados à cadeia do petróleo, entre os quais fornecedores, indústrias diversas intensivas em energia, e plantas de geração de energia termelétrica com base em gás, para citar poucos exemplos.

Foram esses os principais questionamentos e sugestões apresentados no ciclo de audiências referente ao Marco Regulatório do Pré-Sal, cujos relatórios específicos de cada painel serão publicados em breve por esta Comissão. Os subsídios coletados são de fundamental importância para amparar essa que é uma das mais complexas e relevantes decisões que nosso País terá de tomar em sua história econômica recente.

Senador *Fernando Collor*

Brasília, 16 de novembro de 2009

PAINEL 1
Regime de Partilha
Projeto de Lei nº 5.938, de 2009
Dia: 5-10-2009 – segunda-feira, às 18h

Participantes:

Guilherme Estrella – Diretor de Produção da Petrobras

Ivan Simões Filho – Vice-Presidente da British Petroleum do Brasil

Edmar de Almeida – Professor do Instituto de Economia da UFRJ

Júlio Bueno – Secretário de Desenvolvimento de Estado do Rio de Janeiro

Marilda Rosado de Sá – Professora-adjunta da UERJ e ex-Procuradora da ANP

Dr. Guilherme Estrella: a Agência Internacional de Energia (AIE) prevê, para 2030, uma participação percentual do petróleo superior a 50% na matriz de energia mundial, apesar de o consumo de energia crescer 45% em relação a 2006. Isso significa que o petróleo continuará a ser um insumo energético fundamental nos próximos 25 anos.

As perspectivas para 2030 é que o consumo de petróleo, no cenário pessimista, estará em cerca de 85 milhões de barris/dia e, no cenário otimista, 110 milhões. Pelo lado da oferta, os campos existentes em 2006 produzem 85 milhões de barris/dia. Considerando que eles apresentam cerca de 10% de declínio de produção por ano, conclui-se que apenas 30 a 40 milhões de barris serão provenientes dos campos existentes hoje. Assim, entre 45 e 80 milhões de barris/dia em 2030 terão que vir de campos ainda não descobertos. É uma situação dramática, que aponta o tamanho do desafio de todas as empresas petrolíferas para os próximos anos. Esse cenário destaca a importância do Pré-Sal no atendimento da demanda mundial das próximas décadas.

O termo “Pré-Sal” é caracterizado por rochas carbonáticas depositadas há cerca de 130 milhões de anos, encontradas abaixo de uma espessa camada de sal sob o leito do oceano. Petróleo sob a camada de sal, mas com outro tipo de

rocha – como é o caso de Carmópolis, em Sergipe – não é incluído no termo “Pré-Sal”. Esse tipo de rocha ocorre desde a bacia de Santos até o norte da bacia de Campos. Essa área tem uma extensão de 150 mil km², dos quais, 40 mil km² já foram concedidos. Ela se estende de uma profundidade de lâmina d’água de cerca de 1.000m até 3.000m. O limite externo, mais profundo, não está claramente delimitado, pois ainda não há suficientes dados geofísicos para esse trecho. Ele pode, inclusive, superar os limites oceânicos brasileiros, trazendo à tona a questão da soberania nacional sobre essas reservas.

O índice de sucesso exploratório é extremamente elevado, quase 100%. Trata-se de um fato novo no setor petrolífero brasileiro, que coloca em discussão o atual regime de concessão, haja vista que o risco exploratório é baixo, os volumes recuperáveis de hidrocarbonetos são grandes e os poços testados têm elevada produtividade, em função da elevada porosidade das rochas. Em Guará, por exemplo, a produtividade de um só poço chegou a 50 mil barris diários.

Essa nova realidade foi levada ao acionista controlador da Petrobras, o Governo Federal, que constituiu comissão interministerial para analisar a situação. Essa comissão concluiu que os países com grandes reservas e baixo risco exploratório optaram pelo regime de partilha de produção ou contratação direta. Significa que esses países têm completo controle da produção. No regime de concessão, o petróleo é propriedade do concessionário, uma contrapartida aos grandes riscos exploratórios e aos grandes investimentos incorridos. Não havendo esses riscos, não há mais razão para a propriedade do petróleo continuar com o concessionário, razão pela qual esses países optaram pelo regime de partilha, no qual a propriedade do hidrocarboneto passa a ser do Estado.

O modelo de partilha foi então proposto pelo Governo Federal para a região do Pré-Sal. Nesse modelo, separa-se o óleo produzido em duas partes: “óleo-custo”, transferido para a empresa exploradora para cobrir os custos operacionais e os investimentos. O que sobra denomina-se “óleo-lucro”. A participação da União no óleo-lucro é que será objeto das licitações, vencendo o certame quem oferecer à União a maior participação no óleo-lucro. A Petrobras será a operadora única e detentora de, no mínimo, 30% de participação no consórcio vencedor. Por exemplo, se o consórcio vencedor oferecer 80% à União, ele ficará com 20% do óleo-lucro. Desses 20%, 30% serão da Petrobras. Portanto, o consórcio terá 14% e a Petrobras, 6%. E os 80% do óleo-lucro poderão ser monetizados por meio da sua comercialização pela União.

A União não assume risco. E, em algumas áreas previamente avaliadas, poderá o Poder Concedente ceder, com ônus, diretamente à Petrobras. Os 30% mínimos de participação da Petrobras é o valor mínimo exigido pela ANP para

uma empresa assumir a condição de operador do consórcio, e é também o valor praticado na indústria mundial de petróleo.

O papel de operador assumido pela Petrobras é estratégico, pois permite que se estabeleçam alianças tecnológicas com centros de pesquisas e fornecedores brasileiros, que se proceda ao planejamento integrado das aquisições de bens e serviços, que se padronizem os requisitos técnicos de materiais e equipamentos. O ritmo das licitações vai ser ditado pela capacitação da indústria nacional em prover serviços, materiais e equipamentos para o desenvolvimento da produção desses campos.

No jargão da indústria do petróleo, chama-se “árvore de natal” o equipamento que é colocado em cima de um poço em terra para produzir e controlar a produção de hidrocarbonetos; se o poço está no mar, ele é denominado “árvore de natal molhada”. Pois bem, para dar uma ideia da grandiosidade do desafio, só em compra de novos equipamentos, precisaremos de 350 turbinas, 500 árvores molhadas, quatro mil quilômetros de tubos flexíveis, além de vários outros itens. Estaremos lidando com uma escala de equipamentos, materiais e serviços com a qual não tratávamos até agora. Essa é, então, uma enorme oportunidade para a indústria brasileira. Daí a importância de o Governo ter uma empresa petrolífera nacional como operadora única, como forma de alavancar a indústria nacional.

Para as outras áreas que não o Pré-Sal, fica mantido o regime de concessão. Ademais, serão respeitados os contratos de concessão já outorgados no Pré-Sal.

Finalizando, destaco que o futuro energético do planeta nos próximos quarenta anos depende fortemente do petróleo. A disputa por reservas será cada vez mais acirrada, com as grandes reservas na mão do Estado. Vislumbro que, nos países que não detêm o monopólio estatal do petróleo, haverá disputas enormes, acirradas, sobre a propriedade da reserva e da produção.

Em minha opinião, o regime de partilha vem trazer condições confortáveis aos Governos Brasileiros para gerenciar estrategicamente a energia. A mudança no marco regulatório coloca sobre os ombros da Petrobras uma enorme responsabilidade e a Empresa está pronta para enfrentá-la.

O grande mérito da Petrobras foi desenvolver tecnologias inéditas de águas profundas com monopólio estatal, sem competição. A Empresa tem uma tradição de desenvolvimento tecnológico independentemente do regime adotado. Em relação a custos, já há dois anos aplicamos métricas internacionais em nossos projetos, e os resultados mostram que nossos projetos não têm saído mais caros do que a média mundial. O fato de a Petrobras ser operadora, de forma nenhuma vai resultar em preços mais elevados em equipamentos e construções.

Dr. Ivan Simões Filho: o IBP tem mais de 200 empresas associadas, entre as quais está a Petrobras, a principal sócia do Instituto. Gostaria de cumprimentar o Sr. Guilherme Estrella, presidente do Conselho do IBP. Gostaria também de ressaltar que a Petrobras, ao longo das discussões internas sobre o marco regulatório, elegantemente, absteve-se de participar delas, por ser membro da Comissão Interministerial que recomendou o marco regulatório ora em apreciação no Congresso Nacional.

O IBP entende que o Brasil tem o direito soberano de regular o uso de seus recursos naturais, e auferir o máximo da renda petrolífera para o Estado brasileiro. Entende também que o marco regulatório em vigor é paradigma para muitos países, por sua transparência, equilíbrio, que permite a atração de investimentos, incentiva a indústria local e garante o controle das atividades e a obtenção de parte significativa da renda petrolífera para o Estado brasileiro.

Para o IBP, é indiferente que o regime de outorga seja de concessão ou de partilha, desde que os retornos sejam proporcionais aos riscos assumidos – aí incluídos os riscos geológicos, comerciais, tecnológicos – inerentes às atividades da indústria, e desde que haja regras claras, estáveis, transparentes e de respeito aos contratos. Nesse sentido, o Governo brasileiro é um exemplo mundial de respeito aos contratos firmados.

Dito isso, alguns pontos das propostas do Governo para mudança do marco regulatório merecem especial atenção, entre os quais destaco: tomada de decisões do Comitê Operacional, operadora única, regime fiscal, contratação direta, outorgas de campos vizinhos com regimes diferentes, unitização. Entre esses pontos, destacarei alguns de maior interesse para o IBP.

O primeiro deles – tomada de decisões do Comitê Operacional – preocupa particularmente a indústria. O IBP reconhece a necessidade de o Estado controlar as atividades, mas elas já o são, atualmente, por meio da ANP, IBAMA, Marinha, Receita Federal. Hoje, já existe absoluto controle do Estado sobre as atividades petrolíferas. Assim sendo, não há por que o Estado controlar também o Comitê Operacional, pois os investidores de centenas de bilhões de dólares e longo prazo de maturação devem ter o poder de influenciar como os seus investimentos serão gerenciados, dentro das regras contratuais vigentes.

Mas é isso que ocorrerá, pois o Projeto de Lei propõe que a Petro-Sal tenha 50% dos votos no Comitê Operacional, que tenha direito a veto e tenha voto de qualidade, sem qualquer obrigação jurídica ou financeira quanto às atividades operacionais. É possível alguém tomar decisões sem ouvir nenhuma das empresas consorciadas, sem ter nenhuma responsabilidade quanto a essa tomada de decisões e sem a necessidade de avaliar os riscos inerentes.

Propomos que o Estado tenha um controle em nível mais macro, por exemplo, por meio da aprovação de plano de desenvolvimento, de planos de trabalho dos orçamentos anuais. Mas tal controle não pode descer ao nível operacional, pois, nesse nível, é necessária certa liberdade, desde que, obviamente, compatível com as melhores práticas da indústria do petróleo. Da forma como está, a Petro-Sal tem controle absoluto sobre as decisões, o que pode inibir investimentos privados.

O IBP propõe emendas ao Projeto, nas quais mantém a Petro-Sal com seu papel no Comitê Operacional de financiar os custos, mas retirando o poder de veto. Ela participa das tomadas de decisão, mas os investidores também têm voz e podem influenciar o destino de seus investimentos.

O segundo ponto é a operação única. Entendemos que o esforço operacional da Petrobras pode ser complementado por outras operadoras que detêm tecnologia e recursos humanos, capacidade financeira para participar desse enorme desafio do Pré-Sal. Vemos uma série de vantagens em haver operadores múltiplos. A competição induz a eficiência, a transparência, e permite comparar custos das distintas operadoras. Uma empresa não operadora emprega menos de 30 pessoas, enquanto uma operadora emprega mais de 500 pessoas por campo. A análise comparativa é fundamental para o Governo manter o custo do óleo em valores baixos. Ademais, permite atrair múltiplas tecnologias.

A Petrobras é mundialmente reconhecida por deter tecnologia de operação em águas profundas, mas não é a única; outras empresas também detêm tecnologias com a mesma finalidade, que podem ser adquiridas e gerar uma indústria de bens e serviços competitiva. Todos os países que lograram desenvolver indústria de bens e serviços internacionalmente competitivos têm múltiplos operadores. E, uma vez que o Brasil exige um conteúdo local mínimo, há ambiente para que as empresas tragam seus fornecedores para cá. Ademais, projetos que não sejam de interesse da Petrobras podem ser do interesse de outras operadoras.

O operador único tem a desvantagem de o ritmo do desenvolvimento ficar condicionado às capacidades financeira, operacional e de recursos humanos de uma única empresa. O recurso humano é muito importante na indústria do petróleo, e raros são os profissionais com a experiência necessária para conduzir as operações. Boa parte deles se aproxima da aposentadoria. O mundo, inclusive o Brasil, tem um déficit de profissionais na faixa de dez a vinte anos de experiência. Essa questão não inviabiliza o negócio, mas diminui a atratividade para as empresas potencialmente interessadas.

Outro ponto importante é que eventuais diferenças entre os planos da operadora e dos investidores sobre o bloco pode aumentar os riscos do investidor e reduzir o apetite para o investimento. Além disso, a obrigatoriedade de a

Petrobras ser a operadora pode engessar a própria Estatal, que perde o poder de concentrar seus recursos operacionais nos blocos de maior potencial, e se obriga a investir em blocos de maior risco e menor potencial.

A contratação direta diminui a geração de renda para o País, pois impede a competição pelas áreas de maior potencial. A ausência de concorrência impõe perda em bônus de assinatura e no percentual de partilha que poderia ser obtido. Por outro lado, a presença de várias empresas assegura as melhores práticas de gerenciamento dos recursos em complementaridade às práticas da Petrobras.

Quando um campo se estende para mais de uma área, é preciso proceder à unitização, de forma que o campo seja usado da forma mais racional. A unitização garante que os concessionários ou contratados trabalhem dentro de um plano único, dentro de um regime único, para que não haja perda de volumes entre campos. Esse é um processo muito complexo que necessita de dados técnicos, de interpretações que variam no tempo. A adoção de dois modelos de outorga – concessão e partilha – numa mesma região complica enormemente a unitização. O IBP sugere que os campos que tiverem que ser unitizados fiquem no mesmo regime do campo original, para evitar essa complexidade adicional.

O projeto de lei ainda introduz uma falha grave no processo de unitização. A unitização é precedida de tratativas entre os interessados, com eventual mediação e arbitragem da ANP. O texto sugere que, em caso de o acordo de unitização não ser assinado, o concessionário ou contratado perde o direito a todas as áreas a ele concedidas. Nossa sugestão é que a perda se dê apenas para o campo objeto da unitização.

Quero ainda falar sobre modelos contratuais existentes no mundo. Não há dois países que tenham modelos absolutamente iguais. Mesmo no Brasil, os contratos de concessão têm sofrido graduais aperfeiçoamentos. Um mito muito difundido é que a concessão não daria ao Estado a propriedade do óleo extraído, mas a partilha daria. Isso não é verdade. No caso do Brasil, o pagamento em moeda nacional é opção feita na Lei do Petróleo, mas poderia ser diferente. A Lei é omissa em relação às participações especiais, o que deixa uma brecha para que elas possam ser pagas em óleo. Portanto, o atual modelo de concessão poderia permitir o recebimento das rendas do petróleo em óleo e não em moeda nacional, mediante uma alteração simples na Lei do Petróleo.

Do ponto de vista do resultado econômico para o Estado, não há um modelo contratual superior ao outro. Tudo depende do ajuste dos parâmetros do regime fiscal. O regime de concessão pode muito bem ser mais rentável para o Estado do que o regime de partilha. Há países exportadores que usam regime de concessão (Noruega, Canadá, Venezuela) e outros usam regime de partilha

(Angola, Líbia, Nigéria). Essa escolha também não é condicionada pelo risco da atividade nem pelo volume de reservas. O mesmo regime pode ter uma enorme variedade de termos e condições contratuais. Desse modo, as motivações que estão justificando a alteração no marco regulatório do Pré-Sal não se sustentam em face das práticas mundiais.

Na concessão, a empresa contratada paga impostos e participações governamentais e não tem garantida a recuperação dos custos. Já na partilha, a empresa contratada recebe parte da produção e o contrato garante a recuperação dos custos. Na visão do IBP, os interesses do Estado e do concessionário estão alinhados, na medida em que, quanto menores os custos, maior o resultado para ambos os lados. Já no caso da partilha, o risco comercial passa a ser do Estado, que devolve os custos ao operador.

Ao se analisar a adoção dos modelos de outorga no mundo, o que se observa é que o regime de partilha foi introduzido para proteger o investidor, em face do risco político e institucional existente em países com instituições fracas, pois coloca todos os instrumentos legais dentro do contrato, para evitar a instabilidade institucional. Por outro lado, o regime de concessão é mais recomendado para países com maior maturidade institucional, que tenha um congresso livre, um judiciário independente e um executivo atuante.

Um exemplo do risco de se utilizar o regime de partilha vem da Rússia, que adota os dois modelos. A descoberta de hidrocarbonetos nas ilhas Sacalinas ensejou a adoção do regime de partilha. Mas os projetos originalmente orçados em três bilhões de dólares vieram a custar dez bilhões de dólares, que ficou a cargo do Estado. Isso provocou uma renegociação do modelo, que não teria havido caso se tivesse adotado o regime de concessão.

A chave para as fenomenais descobertas do Pré-Sal feitas pela Petrobras foram os anos de evolução do conhecimento geológico brasileiro, resultante de regras que permitiram induzir a eficiência e alinhar os interesses do Estado e dos concessionários. O México talvez tenha tanta riqueza quanto o Brasil ainda por ser descoberta. Mas, o que ocorreu nesse país? Ele se acomodou por ter descoberto o campo gigante Cantarell, que, com pouquíssimo esforço, chegou a produzir mais de 3 milhões de barris/dia, o que lhe gerou autossuficiência. Essa acomodação levou o México a se tornar importador de gás e, brevemente, voltará a ser importador de petróleo. Hoje, o País busca desesperadamente maneiras de sair dessa armadilha em que se colocou, pois não atrai investimentos nem tecnologias.

Por outro lado, a Petrobras, as dificuldades que a Petrobras encontrou alavancaram o seu desenvolvimento, e, aliado à formação de recursos humanos, e ao desenvolvimento tecnológico, permitiu que ela se tornasse um orgulho para

todos os brasileiros. E outras empresas podem compartilhar a responsabilidade da Petrobras em relação ao futuro energético do País, e contribuir para o seu desenvolvimento por meio de novas tecnologias e da geração de empregos.

Quando eu trabalhava na ANP e iniciamos o debate sobre o modelo de concessão visando à Primeira rodada, um dos representantes das empresas internacionais assim se manifestou: “esse é o contrato de concessão mais parecido como contrato de partilha que já vi na minha vida, porque ele preserva todos os mecanismos de controle do Estado, aprovação no plano de desenvolvimento, aprovação no plano de avaliação, aprovação do abandono das instalações”. Desse modo, penso que partilha ou concessão é um falso debate. O importante é a atração de investimentos, a geração de empregos, a capacitação, a tecnologia, a liderança da Petrobras e as outras empresas estarem dispostas a dividir as responsabilidades e contribuir para o desenvolvimento do Brasil.

Dr^a. Marilda Rosado de Sá: tenho 32 anos de experiência como advogada, praticamente devotados à atuação em contratos de exploração e produção, dos quais, 22 anos na Petrobras. Atualmente, exerço o magistério na área de direito internacional com foco em petróleo.

Vou falar inicialmente sobre as tendências da contratação petrolífera. Uma delas é que 80% dos contratos de E&P têm cláusulas idênticas, com programa mínimo, mais emprego e treinamento de nacionais. Essa padronização chega a um ponto que, às vezes, os contratos-padrão são publicados pelos governos.

Outro aspecto relevante é que os contratos acompanham a evolução da tecnologia. Cito exemplo do conceito de MER (*maximum efficiency rate*); trata-se de um conceito de vazão econômica ótima da produção, que os estados hospedeiros passaram a incluir nos contratos e que significava um patrulhamento do desempenho das operadoras. No início, essa foi uma conquista da engenharia de reservatório e só foi, posteriormente, agregada aos contratos.

A evolução dos contratos tem mostrado que, apesar de terem uma tradição do direito internacional, eles são regidos pela lei local. É preciso examinar o ordenamento jurídico do país hospedeiro que pretende adotar determinado contrato. Exemplo disso foi o contrato de risco. Todos que trabalhamos com ele achávamos maravilhoso. Entretanto, passou a sofrer questionamentos em face de sua vulnerabilidade perante a Constituição, era um contrato sem base constitucional.

Um ponto extremamente relevante das práticas internacionais é que as transações entre particulares e estados devem ser baseadas em instrumentos que propiciem confiança. Os estados têm que seguir regras de boa governança. Exemplo dessa visão é o voto da Ministra Ellen Gracie quanto à continuação da oitava rodada de licitações da ANP. Em seu voto, ela se pronunciou quanto à

responsabilidade do Estado hospedeiro, a importância da preservação do direito dos agentes econômicos e ressaltou a necessidade de o Brasil atrair investimentos, com base nos princípios da boa-fé, confiança recíproca, segurança jurídica. Esses princípios se replicam na Novíssima Ordem Internacional.

De passagem, em face de minha experiência em Angola, devo dizer que a recuperação de custos no regime de partilha é uma questão altamente contenciosa. Há muitas auditorias e questionamentos em relação aos custos apresentados pelos consórcios.

No caso brasileiro, devo ressaltar a dupla representação que a Petro-Sal e a Petrobras terão nos comitês operacionais. Segundo a proposta, a Petro-Sal será uma empresa enxuta. Ora, além do problema dos recursos humanos da Petrobras, a Petro-Sal teria que ter uma enorme quantidade de representantes para participar de todos os comitês operacionais das parcerias, o que é incompatível com o seu tamanho. Ademais, como a União harmonizaria a diferença de orientação estratégica, técnica e política dessa dupla representação perante os comitês? Mais uma vez, vemos que o princípio constitucional da eficiência não está sendo respeitado.

Deixo aqui uma provocação para a Petrobras. As condições do modelo de partilha são efetivamente um privilégio para a Petrobras, ou seria, na realidade, uma maldição? Como a estratégia empresarial da Petrobras vai ser conciliada com o interesse estratégico do Governo?

Destaco ainda que, nas discussões que se seguirão no Congresso, é preciso fazer análises comparativas entre países, seus erros e acertos. Nesse sentido, cito exemplo de comparação entre o México e a Noruega. Em ambos, o Governo detém o controle da propriedade dos recursos do subsolo, como o Brasil. O que os diferencia é a modulação com que o monopólio foi exercido. Essa diferença permitiu que a Noruega desse um salto de qualidade ao passo que o México não deu esse salto. Enquanto o México limitou fortemente o investimento internacional, delegando às empresas privadas apenas o contrato de serviços, a Noruega partiu para outro universo.

Retornando ao Brasil, no aspecto geopolítico, lembro que a Lei do Petróleo já dá ao País o controle dos estoques, haja vista que a exportação do óleo é regulada pela ANP. Devo ressaltar que o nosso modelo de concessão já é de tal forma híbrido – importando feições de outros contratos – que não há um país no mundo que tenha uma concessão na qual o plano de avaliação e desenvolvimento seja aprovado pelo Estado, no caso, a ANP. Há casos de planos de desenvolvimento que passaram anos para serem aprovados. Portanto, o modelo atual dá ao Estado instrumentos de controle geopolítico do óleo.

Concluo ressaltando outro aspecto extremamente preocupante no PL, que é o enfraquecimento da ANP. Além do MME, compõem o controle Estatal o CNPE, a EPE e, agora, a Petro-Sal. Esta surge com uma dimensão muito diferenciada em relação ao modelo que teria inspirado sua criação – o modelo norueguês da Petoro.

Dr. Edmar de Almeida: farei uma comparação entre as características econômicas dos dois modelos de outorga – partilha e concessão. Em seguida, tratarei das diferenças entre os modelos de partilha adotados no mundo e o que se propõe para o Brasil. Finalmente, farei uma reflexão sobre os regimes fiscais do setor de petróleo.

Ordinariamente, uma empresa de qualquer setor tem os seus custos operacionais e não operacionais, aos quais se soma o custo de oportunidade, que é o seu lucro. No mercado de petróleo, além do lucro normal, as empresas obtêm uma renda extra, para a qual se pratica um regime fiscal específico, de forma que o Estado compartilhe essa renda extra com as empresas, mas ainda mantendo atrativo o setor, pois ele é de grande risco.

Os regimes fiscais se classificam em: regime de concessões (relação entre empresas e o Estado) e regime contratual (relação entre empresas e uma Estatal), o que gera enorme diferença jurídica; o regime contratual, por sua vez, subdivide-se ainda em dois: partilha (objeto do PL) e prestação de serviços; este último ainda pode ser subdividido em dois: com risco (os famosos contratos de risco no Brasil) ou sem risco (empresas prestadoras de serviço a uma estatal monopolista).

No regime de concessão, a operadora pode explorar e produzir por sua conta e risco, tem autonomia decisória, comercializa a produção e paga as participações governamentais, que, para ela, são custo. O Estado não assume riscos.

No regime de partilha, o Estado não transfere a propriedade do recurso, nem os direitos de exploração e produção, daí a necessidade de se criar o comitê operacional; as operadoras recebem compensação em óleo pela operação do campo, e o proprietário do recurso – o Estado – é parcialmente solidário aos custos e, portanto, assume parte dos riscos comerciais, pois só vai receber sua parte após a recuperação do custo pela empresa. Em tese, o Estado que assume esse tipo de contrato visa a uma maior participação governamental, haja vista que um risco maior implica uma maior participação.

Em geral, países com alto risco geológico tendem a adotar o regime de concessão, ao passo que os de baixo risco geológico tendem a optar por seguintes regimes: monopólio estatal (com ou sem contratos de prestação de serviços), regime de partilha ou regimes híbridos. Mas há inúmeras exceções a essa regra geral. O risco geológico não é o único fator determinante no tipo de regime. Por

exemplo, o fator estratégico pode determinar o regime de partilha, mesmo em áreas com alto risco geológico.

Desse modo, vários fatores determinam o tipo de contrato: repartição de renda, risco geológico, fator político, manutenção do regime ao longo do tempo apesar da mudança no nível de risco. Segundo estudo da Agência Internacional de Energia (AIE), 60% das reservas mundiais estão em países, ou com monopólio fechado, sem possibilidade de contrato de risco, ou em países com monopólio estatal, onde há possibilidade de contrato de serviço; as 40% restantes estão em países onde há regime de concessão e contrato de partilha. Há certo equilíbrio mundial entre a divisão das reservas em função do regime de contratação.

Pode-se concluir que não há uma evidência empírica de que um regime fiscal seja superior ao outro. Qualquer afirmação em contrário é difícil de ser provada, haja vista que as grandes multinacionais do petróleo atuam em ambos os regimes. Ademais, cada contrato tem suas vantagens e desvantagens.

Outro fator importante na reflexão sobre a pertinência de cada modelo é a qualidade do ambiente jurídico-institucional de cada país. Na Noruega, por exemplo, ambos funcionariam igualmente bem. Em países com baixo desenvolvimento institucional, provavelmente, o regime de concessão não funcionaria bem, pois ele requer muitas outras leis além das cláusulas contratuais. No regime de partilha, as deficiências institucionais são supridas pelo contrato.

Em relação ao caso brasileiro – e do ponto de vista estritamente fiscal – não há muita diferença entre os dois regimes, pois as participações especiais, previstas no regime de concessão, podem ser moduladas para capturarem mais renda petrolífera, que é o objetivo fiscal do regime de partilha. Nosso sistema de concessão tem uma similaridade muito grande – do ponto de vista fiscal – com o regime de partilha.

Em face do exposto, podem-se inferir algumas conclusões a respeito do projeto de lei. O primeiro objetivo do PL é aumentar o controle estratégico do Estado sobre o setor petrolífero. O segundo, maximizar as participações governamentais. O regime de partilha é aderente aos dois objetivos.

Entretanto, há algumas dúvidas a serem colocadas em relação ao regime proposto:

- Os mecanismos de controle estratégico (operacionalizados por MME, CNPE, Petro-Sal, Petrobras) são adequados? O CNPE deverá determinar o ritmo de exploração e produção e a política de comercialização do excedente em óleo. Mas acho que esse poder poderá não estar nas mãos do Governo.

- A limitada capacidade de investimento da Petrobras não restringe o ritmo de exploração? Se o CNPE vai determinar os campos em que a Petrobras terá 100% de participação, talvez fosse importante não impor a figura do operador único à Petrobras, sob pena de o Governo ver o ritmo de exploração limitado pela capacidade de investimento da Estatal.

- Como fica a unitização de campos com diferentes regimes fiscais? É uma questão nebulosa, pois pode criar problema para se ditar o ritmo de exploração, haja vista que o contrato de concessão não tem as prerrogativas, os mesmos controles do contrato de partilha; e boa parte do Pré-Sal já foi outorgado sob o regime de concessão.

- Os mecanismos de maximização das participações governamentais são eficientes? Quando não houver leilão, o CNPE determinará quanto o Estado vai receber da Petrobras em excedente de óleo e em bônus de assinatura, e isso pode não ser interessante; quando houver leilão, esses valores serão definidos pelo mecanismo concorrencial; os leilões atuais, para outorga de concessão, são moldados apenas para selecionar a concessionária, não havendo a função arrecadatória subjacente ao excedente em óleo proposto pelo regime de partilha.

- Qual o papel da Petrobras na determinação do valor mínimo do excedente em óleo? Tenho dúvidas quanto ao papel da Petrobras na definição do valor mínimo do excedente em óleo a ser lançado no edital. À Petro-Sal caberá controlar os custos de E&P, e isso é muito importante, mas o conhecimento dos custos de E&P no Pré-Sal, quem o detém é a Petrobras. Se a Petrobras nada disser, ela pode ser muito prejudicada, pois obrigatoriamente, terá que acompanhar o consórcio vencedor e o Governo pode ajustar um valor mínimo inviável para a Petrobras; por outro lado, se a Petrobras participar dessa definição, haverá um claro conflito de interesse.

- Como fica a competição no leilão se a Petrobras for a operadora única? O modelo de leilão proposto não dá às empresas o controle sobre o custo, a principal variável que condiciona o nível de participação do Estado nas rendas petrolíferas. Isso levará as empresas a serem muito conservadoras em suas propostas.

Concluindo, o problema não é exatamente partilha x concessão. O regime de partilha não representa uma ruptura com as práticas contratuais e fiscais do setor petrolífero mundial, e o seu desempenho no Brasil, se aprovado, dependerá da qualidade do ambiente jurídico-institucional do País. Por outro lado, o PL traz contradições entre os dois objetivos: um controle estratégico muito pesado

diminui a capacidade de se maximizarem as participações governamentais, pois diminui o interesse das empresas no leilão. Portanto, é preciso encontrar um equilíbrio entre ambos os objetivos.

Não há como negar que o Pré-Sal mudou a história do setor petrolífero no Brasil. Nesse contexto, seria ingenuidade achar que o Estado não tem legitimidade política para buscar novo tipo de inserção no setor. Assim, penso que é legítimo o Estado brasileiro buscar um novo tipo de controle estratégico e social para o setor.

Mas esse controle pode se dar de várias maneiras. Por exemplo, não concordo que o controle exercido pela ANP sobre o setor de petróleo seja o mesmo que o do CNPE, porque a ANP não é órgão de governo, e sim do Estado brasileiro. Ao Governo, cabe elaborar a política para o petróleo, e à ANP, cabe executá-la. O Estado deve elaborar políticas responsáveis, exercer um controle responsável. Não defendo que voltemos ao controle do período do monopólio do petróleo. Penso que precisamos das empresas internacionais, pois o desafio é enorme só para a Petrobras. E, em qualquer contexto, a Petrobras exercerá a liderança.

A Lei do Petróleo propiciou à Petrobras um novo papel no setor petrolífero brasileiro e mundial. A Estatal conquistou um reconhecimento como empresa de grande competência tecnológica, de grande eficiência, e sem nenhum privilégio. É muito bom quando a Petrobras disputa com empresas internacionais o capital internacional. Seria interessante preservar essa imagem de competência, mantendo o setor aberto e competitivo.

Dr. Júlio Bueno: a descoberta das reservas do Pré-Sal mudou a ordem de grandeza da riqueza nacional, e faz sentido ouvir a sociedade quanto a algumas questões centrais. A primeira delas é o controle estratégico das reservas. Mas esse controle já é feito atualmente. O CNPE já dita o ritmo das licitações. Como exemplo, cita-se que, desde a oitava rodada, nenhum bloco foi levado a leilão no Pré-Sal, pois o Conselho não autorizou. Da mesma forma, a ANP dita o ritmo de exploração de forma que ele não seja predatório. Adicionalmente, a Lei do Petróleo já impõe às concessionárias que, em caso de crise, o petróleo tem que ser destinado ao mercado brasileiro.

A segunda questão central é o bônus de assinatura. De início, devo ponderar que não concordo com a afirmação de que o Pré-Sal seja um “bilhete premiado”, pois, como diz o ditado, “mineração e eleição, só depois da apuração”. Mas, admitamos que o risco seja muito pequeno. Quero dar dois dados importantes: primeiro, as reservas mundiais têm sido negociadas a US\$10 (se uma empresa descobre uma reserva e a outra quer comprar, esse tem sido o preço-base); segundo, suponha que uma empresa brasileira tenha um valor de mercado de US\$16

bilhões e uma reserva em processo de apuração da ordem de quatro bilhões de barris. Se a empresa fosse vendida, a reserva em processo de apuração valeria US\$4 por barril. Portanto, pode-se conseguir num leilão, a título de bônus de assinatura, algo entre US\$4 e US\$10 por barril. Portanto, dá para imaginar a dimensão do bônus de assinatura se colocasse em leilão cinco a oito bilhões de barris descobertos no Pré-Sal. É a lógica do “menor risco, maior bônus”.

O modelo de leilão pelo bônus de assinatura permite que o Governo priorize o presente, os recursos podem ser adiantados. Portanto, ao priorizar a participação na renda petrolífera sob a forma de óleo, o Governo terá que esperar oito ou dez anos, quando o óleo do Pré-Sal começar a ser retirado.

A terceira questão é: do ponto de vista econômico, é indiferente ter *royalties* e participações especiais, ou ter partilha; é só uma adequação de alíquotas. Nesse aspecto, os regimes são equivalentes.

A quarta questão é a Petrobras como operadora única. Tenho dúvida da competitividade do sistema. Suponha que a Petrobras entre num leilão e perde. A Petrobras, por definição, sempre participará do consórcio vencedor, com um mínimo de 30%. Mas será que a Estatal vai dar a prioridade que ela daria se tivesse ganhado? Será que os prazos que a Petrobras investirá no campo que ela perdeu será consentâneo com as necessidades de quem ganhou a concorrência? Parece-me que as questões de competitividade estão absolutamente alteradas com a posição da Petrobras como operadora única, participando do consórcio vencedor com um mínimo de 30%.

A quinta questão refere-se ao desenvolvimento da indústria do petróleo. A indústria brasileira precisa ter competitividade internacional, em face da extraordinária riqueza descoberta no Pré-Sal, para ampliar seus horizontes. Mas o mercado monopsonico, representado pelo operador único, limita tal desenvolvimento. Fomos monopolistas por quatro décadas, o que trouxe benefícios ao País e permitiu desenvolver uma indústria de bens de capital no Brasil; mas é importante salientar que essa indústria não tinha competitividade internacional. A abertura econômica do início dos anos 1990 mostrou cabalmente isso, haja vista que nossos preços eram muito maiores do que a média internacional. É fundamental termos, no Brasil, um ambiente com outras operadoras que levem nossa indústria a preços internacionalmente competitivos, de forma a gerarmos a riqueza mais importante do Pré-Sal: desenvolver uma indústria e uma inteligência em torno dessas enormes reservas, para podermos levar nossa indústria em todos os cantos do mundo.

O desenvolvimento tecnológico cai no mesmo sentido. A experiência com um operador único reduz os ritmos do avanço tecnológico, da redução de cus-

tos e do desenvolvimento de E&P. Nesse sentido, o maior risco que a Petrobras corre é o risco regulatório. Nas próximas décadas, a Petrobras terá que conviver com governos mais estatizantes ou mais liberais. E ela terá que conviver com essa alternância no ambiente regulatório, de maneira que a sociedade perceba, não mais no “tapetão”, a competência e a serventia da Estatal para a sociedade.

Reafirmo que a indústria brasileira do petróleo está longe de ser competitiva internacionalmente, haja vista a enorme dificuldade que ela tem de fabricar e produzir para os *players* internacionais do mercado brasileiro. Outra evidência dessa realidade é a enorme dificuldade para exportar bens, serviços e produtos para a indústria internacional do petróleo. O que se almeja é alcançar esse patamar. Certamente, não fosse a Petrobras, ele estaria ainda mais longe. Tanto é verdade que a indústria naval brasileira ressurgiu com a Petrobras, mas os preços dos navios ainda não são competitivos.

Reafirmo também que a Lei do Petróleo tem todos os instrumentos para o Estado ter o controle estratégico da exploração do petróleo. O PL introduz um modelo no qual a interferência do Estado é muito maior em relação ao modelo atual, por exemplo: os comitês de operação, a Petro-Sal comercializando petróleo, a Petrobras como operador único. Isso é uma intervenção estatal. A pergunta é: precisa-se de tamanho controle? O Brasil tem condições absolutamente especiais na sua história – estabilidade econômica, estabilidade política – que o tornam extremamente atrativo. Não valeria a pena aproveitar esse momento e ter o Pré-Sal agora?

Concluo minha apresentação com uma frase do Senador Francisco Dornelles: “Me apresente um só objetivo que não se possa atingir com o modelo atual, que eu mudo minha opinião”.

Senador Francisco Dornelles: Perguntas ao Sr. Guilherme Estrella – se a Petrobras participar de um leilão e perder, por entender que o bloco licitado não valia o lance efetivamente vencedor, ainda assim, ela será obrigada a participar do consórcio vencedor com 30%. A Petrobras terá condições de participar de consórcios que ela acha que não tem viabilidade econômica? Não será a Petrobras a grande prejudicada dessa sistemática? A Petro-Sal terá condições de avaliar os custos de todos os blocos e fazer o ressarcimento na agilidade que o mercado exige, com a equipe pequenina que se projeta para ela?

Resposta: O PL não opõe a Petrobras às outras empresas. A obrigação de a Petrobras participar do consórcio vencedor é uma composição que replica exatamente a situação atual. Somos operadores em cerca de 80% dos blocos, e a sinergia com nossos parceiros é muito grande. Deve-se ressaltar também que a indústria petrolífera, especialmente na área de E&P, trabalha com incertezas,

que só podem ser enfrentadas e contornadas pelas melhores práticas da indústria. Outro aspecto a se destacar é que há uma convergência de posicionamentos das indústrias, e não se esperam propostas muito diferentes das melhores práticas da indústria petrolífera. Francamente, não vejo como possa haver conflitos entre propostas e entre empresas que participarão da licitação.

Portanto, não há possibilidade de empresas estabelecerem, para um bloco, um valor maior do que aquele estimado pela Petrobras. Diferenças de avaliação grandes só existem em áreas onde o risco exploratório é alto. Não é o caso do Pré-Sal, haja vista que a ANP procederá a um levantamento exploratório geral, o que reduzirá ainda mais a incerteza. Não vejo como possa haver grande discrepância entre a visão da Petrobras e a de outras companhias acerca de um mesmo bloco do Pré-Sal.

Em relação à Petro-Sal, penso que o seu corpo de funcionários será efetivamente restrito, mas altamente capacitado em contabilidade, para acompanhar os custos operacionais das atividades. Também fará parte da equipe técnicos experientes na indústria do petróleo, para avaliar as ações propostas pelo Comitê Operacional e inseri-las nas melhores práticas da indústria petrolífera, para saber se elas são ou não aceitáveis. Portanto, não vejo dificuldade de o Governo conciliar competência técnico-contábil com um quadro enxuto, o que resultará em um desempenho adequado da nova empresa.

Pergunta à professora Marilda Rosado de Sá: Existe, em algum lugar do mundo, contrato de partilha que estabelece a obrigatoriedade de uma empresa estatal ser operadora de todas as operações e que outra estatal terá 50% do controle do Comitê Operacional, com poder de veto? É possível o contrato de partilha estabelecer quase um código tributário que contrariem o Código Tributário Nacional?

Resposta: Há uma ambivalência, por vezes, no papel que o concessionário exerce no âmbito do Contrato de Partilha de Produção (Production Sharing Agreement – PSA). Por exemplo. A Sonangol, Estatal de Angola, ao complementar a atividade dos parceiros, tem uma ambiguidade de papéis, porque, ao mesmo tempo, representa o governo angolano na associação, e é concessionária, ou seja, é como se o governo fosse seu próprio cliente.

Há um relatório do Banco Mundial, de 2006, sobre Angola, criticando exatamente essas inconsistências e incoerências que esse modelo gera, mesmo que se tenha um só representante do governo. No caso dos contratos angolanos, outras empresas podem ser operadoras, mas o governo mantém um papel opinativo sobre as grandes questões. Sobre os comentários do Banco Mundial, eu aduzo

que a atuação da Sonangol no âmbito do PSA gera problemas de ambiguidade, falta de transparência e governança.

No caso do Brasil, esses problemas teriam crescimento exponencial, haja vista que a Petrobras tem que conciliar uma representação de governo em todas essas missões que lhe estão sendo conferidas fora do contexto do PSA, além de ajudar nos estudos prévios a serem feitos antes da fase exploratória, além da assimetria de informações em favor da Petrobras na fase do leilão.

Por outro lado, fico imaginando como conciliar a visão empresarial dos técnicos da Petrobras com a visão estratégica dos técnicos da Petro-Sal. Estamos introduzindo o tal hibridismo à enésima potência, o que pode provocar um conflito ou rejeição.

Em relação aos potenciais conflitos entre o PSA e CTN, penso que nós temos instituições sólidas, leis duradouras – como o próprio CTN. Diante disso, qualquer tradição internacional que gere inconsistência ou incongruência com o arcabouço jurídico interno não passará no teste do controle do Judiciário.

Em relação à participação de uma estatal com 50% do controle e poder de veto no PSA, penso que a participação de uma estatal é uma consequência natural do exercício das prerrogativas do papel do Estado no contrato. O que não encontramos no mundo é o precedente que se abre aqui no Brasil da dupla representação – participação com prerrogativas especiais e poder de veto.

Pergunta ao Sr. Ivan Simões Filho: dentro do modelo de concessão, o Estado pode ainda ser dono do petróleo?

Resposta: a resposta é sim. A questão da propriedade independe do modelo adotado. Mas, deve-se ressaltar que a propriedade tem implicações na avaliação da empresa que explora a reserva. Cito o exemplo da Colômbia, que adota o modelo de concessão. A lei do País estipula que o governo tem direito de optar por receber em dinheiro ou em óleo a sua participação na produção. Essa opção repercute no cálculo das reservas da concessionária: se o governo receber em óleo, essa parte não entra no cálculo das reservas da companhia, ao passo que, se receber em moeda, a companhia contabiliza a totalidade das reservas.

Por outro lado, há vários países que adotam modelo de partilha e que preferem que a comercialização do petróleo que cabe ao Estado seja feita pela própria empresa contratada, transferindo em dinheiro a parte que cabe ao Estado.

A Lei do Petróleo estabelece que o pagamento ao Estado seja feito em moeda nacional, mas bastaria uma pequena modificação na Lei para que o Governo passe a optar por receber em petróleo ao invés de moeda nacional. Penso também que cada um dos objetivos do Governo que justificaram o PL – propriedade do óleo,

refino no país, indução à indústria local, aumentar a renda petrolífera – poderiam ser implantados no modelo atual de concessão.

Se a decisão do Congresso for a de alterar o marco regulatório, penso que as empresas também podem trabalhar com o modelo de partilha. Mas alguns pontos específicos da proposta do Governo preocupam-me bastante, particularmente o poder absoluto do Governo de influenciar a destinação dos investimentos até na operação do dia a dia, o que pode dificultar muito o processo e afugentar investidores. As empresas estão dispostas a contribuir com o esforço do Pré-Sal sob a liderança da Petrobras, e isso será feito mais eficientemente se elas puderem operar também.

Pergunta ao professor Edmar de Almeida: existe uma meta que seja que o Governo Federal pretende alcançar com o regime de partilha que o não possa ser alcançado com o regime de concessão? Admitindo que ambos funcionem bem, por que não ficamos com aquele que já existe e pode alcançar todas as metas?

Resposta: penso que é possível fazer alterações na Lei do Petróleo e colocar o pagamento da participação governamental em óleo, e não em espécie. Não é prática comum, mas é possível fazer. Também, reputo possível implantar um Comitê Operacional no modelo de concessão – apesar de excêntrico, pois contratos de concessão não preveem esse tipo de coisa em função de o concessionário receber o direito de explorar e produzir por sua conta e risco.

Por trás da proposta de receber o pagamento em óleo está o interesse político do Brasil de agregar valor nesse óleo por meio das refinarias. Por trás do controle operacional, há o interesse de controlar o processo decisório, o de investimento e o de produção. Em alguns países, o Estado tem a prerrogativa de controlar a produção para ajustá-la às variações do mercado internacional. Pode ser que, no Brasil, o Governo esteja pensando nesse tipo de controle também. Mas, será que é esse tipo de controle que o Estado deveria buscar? Penso que esse é o ponto principal, e não o modelo adotado. Nesse aspecto, o controle da produção no contrato de concessão é muito comum, mas não sob a forma de um comitê operacional.

Pergunta ao Sr. Júlio Bueno: o Governo anuncia que seria extremamente importante a utilização de recurso do Pré-Sal, por exemplo, no fundo social. Agora, entendo que, com o regime de partilha, ele só vai obter recurso para esse fundo daqui a oito ou dez anos. No regime de concessão, os recursos viriam mais rapidamente?

Resposta: certamente, viriam. Uma das vantagens do regime de concessão é que se podem adiantar recursos. Só para lembrar, o campo de Tupi, que está sendo colocado em produção no próximo ano, foi licitado em 2000, dez anos

atrás. Um campo com enorme potencial e com pouco risco poderia, mediante contrato de concessão, antecipar recursos por meio do bônus de assinatura.

Senador Fernando Collor: temos compromissos com o futuro, e isso significa resgatar a grande dívida social que temos em relação aos menos favorecidos. Em outras palavras, precisamos chamar uma parcela significativa da população para o mercado de trabalho, dando alfabetização, incluindo-os digitalmente. É preciso garantir a aplicação dos recursos do Pré-Sal na área de educação, de fomento do conhecimento e do desenvolvimento da pesquisa tecnológica.

Esse é um momento muito oportuno para semearmos neste País os parques tecnológicos lastreados em pesquisas acadêmicas e iniciativas empresariais. É preciso fazermos o que chamamos de “incubadoras de empresas”, com base num grande mercado que estará sendo construído em torno da exploração do óleo na camada do Pré-Sal. Fala-se muito no retorno da política de substituição de importações dos anos 1970, mas não é exatamente isso que o PL pretende. O que se deseja, isso sim, é estimular a criação de tecnologia própria, como fez a Petrobras. Lembro palavras proféticas do Sr. Link, há mais de cinquenta anos, quando afirmava que o petróleo nós não encontraríamos no nosso solo, mas, se quiséssemos petróleo, teríamos que voltar nossas vistas para o mar.

Todos os palestrantes trouxeram suas opiniões, preocupações e indagações, para que nós, aqui no Senado, possamos refletir sobre elas, e, com isso, definir o que achamos conscientemente melhor para o futuro do Brasil.

PAINEL 2
Criação da Petro-Sal
Projeto de Lei nº 5.939, de 2009
Dia: 19-10-2009 – segunda-feira, às 18h

Participantes:

Wagner Bittencourt – Diretor de Estruturação de Projetos, Infraestrutura e Insumos Básicos do BNDES

Márcio Rocha Melo – Presidente da Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo

Maurício Tolmasquim – Presidente da Empresa de Planejamento em Energia

João Carlos de Luca – Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

O Dr. Maurício Tolmasquim, Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), procedeu aos seguintes comentários, em síntese:

a) é tendência histórica que a maioria das reservas mundiais de petróleo saiam das mãos de empresas privadas (85% em 1970) e passem às mãos das empresas nacionais/estatais (77% em 2005);

b) são necessárias novas descobertas, a fim de atender à demanda de petróleo em 2030, cujo déficit será de 75 milhões de barris/dia;

c) países com altos volumes de petróleo e baixo risco exploratório costumam utilizar o modelo de partilha de produção – esse é o cenário brasileiro após as descobertas nas camadas do Pré-Sal;

d) a PETRO-SAL objetiva: i) controlar o comitê operacional que administrará os poços do Pré-Sal; ii) controlar os planos de operação e os orçamentos do bloco; iii) representar a União nos blocos; e iv) evitar o risco de as empresas superestimarem o “custo em óleo” e, assim, garantir um maior excedente em óleo para a União.

O Dr. Márcio Rocha Melo, Presidente da Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo, procedeu aos seguintes comentários, em síntese:

a) a área do Pré-Sal possui riscos; nem toda sua extensão é produtiva; há pontos secos, sem petróleo algum;

b) o sistema de partilha é mais adequado onde o petróleo for farto, em grandes campos; onde há riscos, é melhor adotar a concessão, ainda que seja na área do Pré-Sal;

c) é um erro vincular partilha ao Pré-Sal e concessão ao pós-sal. O sistema de partilha é adequado para campos com baixo risco; o sistema de concessão, por sua vez, é adequado para campos com risco maior;

d) a Petrobras foi penalizada ao ser obrigada a participar de todos os poços do Pré-Sal; há poços que não serão comercialmente interessantes para a Petrobras; obrigá-la a explorar tais poços representa um enorme prejuízo para a Petrobras;

e) a PETRO-SAL, ao controlar todos os poços do Pré-Sal, poderá: i) gerar dificuldades para uso de recursos em áreas do pós-sal, ii) não otimizar o acesso de empresas privadas às áreas do Pré-Sal, e iii) inibir competição no setor de exploração de petróleo, com a consequente sub-exploração de diversos campos do petróleo.

f) o contrato de partilha pode levar à chamada “maldição do petróleo”.

O Dr. João Carlos de Luca, Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, procedeu aos seguintes comentários, em síntese:

a) não é necessária a adoção do modelo de partilha; bastaria aprimorar o modelo de concessão, via outorga de *royalties* maiores e participações especiais também maiores;

b) a concessão é um modelo de sucesso e exige menos monitoramento estatal, porque os gastos do concessionário, se maiores ou menores, não alteram a taxa de remuneração devida ao Estado;

c) o contrato de partilha é utilizado, com maior frequência, em países com sistema jurídico-fiscal menos evoluído;

d) é prejudicial à Petrobras ser operadora única dos poços do Pré-Sal, porque a obriga ingressar em campos não estratégicos para ela (blocos ruins); isso pode, inclusive, prejudicar os interesses da Petrobras na formação do consórcio vencedor do bloco;

e) ter a Petrobras como operadora única dos poços do Pré-Sal é prejudicial também às empresas do setor privado, as quais merecem crescer sua participação de mercado;

f) os poderes de gestão conferidos à PETRO-SAL nos blocos do Pré-Sal são exagerados e excessivos, em especial, se considerado for que a PETRO-SAL

não investirá um centavo sequer na exploração de tais blocos. Pelo modelo prejudicial adotado nos projetos do governo: i) os investidores privados não terão qualquer poder de decisão na gestão dos blocos do Pré-Sal; ii) a PETRO-SAL tem poder absoluto para gerenciar e decidir, com voto de qualidade e direito de veto irrestrito; iii) a PETRO-SAL não assume riscos financeiros, o que demonstra o desequilíbrio entre o poder da PETRO-SAL (alto) e o risco da PETRO-SAL (muito baixo);

g) os poderes de gestão da PETRO-SAL devem ser reduzidos. Por exemplo, o direito de veto deve ser reduzido a apenas alguns temas, de maior abrangência, como é o caso dos orçamentos anuais e do programa exploratório.

O Dr. Wagner Bittencourt, Diretor do BNDES, procedeu aos seguintes comentários, em síntese:

a) nosso desafio maior é evitar a maldição do petróleo;

b) é meta do BNDES elevar o conteúdo local no setor, especialmente apoiando a indústria de infraestrutura de bens e serviços para o setor de petróleo, como é o caso da produção de navios;

c) a política de atração de investimentos para o setor é objetivo do BNDES;

d) a PETRO-SAL deve ser criada, porque somente ela garante os interesses da União no regime de partilha.

PAINEL 3
Fundo Social
Projeto de Lei nº 5.940, de 2009
Dia: 27-10-2009 – terça-feira, às 8h30

Participantes:

Júlio Sérgio Gomes de Almeida – Professor da Unicamp, ex-Secretário de Política Econômica do Ministério da Fazenda

Edmilson Moutinho dos Santos – Professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP

Manoel de Melo Maia Nobre – Engenheiro PhD no Canadá em Contaminação de Solos

As exposições dos professores Júlio Sérgio de Almeida e Edmilson Moutinho dos Santos focalizaram a análise econômica do fundo social. De forma geral, ambos os professores concordaram com a proposta de se instituir um fundo soberano. Em relação à ênfase, o Prof. Santos mostrou-se muito preocupado com o tratamento que o marco regulatório vem dando à exploração do gás, que apresenta idiosincrasias em relação à do petróleo. Já a exposição do Dr. Nobre centrou-se mais nas questões ambientais associadas à exploração do petróleo.

De acordo com o Prof. Júlio Gomes de Almeida, a instituição do Fundo Social (FS) independe do regime de outorga dos direitos de exploração do petróleo, se de concessão ou de partilha. O FS deve ser instituído mesmo que o atual regime de concessão venha a ser mantido.

A grande vantagem do FS é permitir que gerações futuras usufruam da riqueza gerada pelo petróleo. Será uma forma, assim, de transformar em infinita a riqueza (finita) gerada pelo Pré-Sal. Os grandes desafios a serem enfrentados são:

- i)* o País deve ter sabedoria e paciência para poupar antes de usufruir. Por isso, somente os rendimentos do fundo deveriam ser gastos, para não descapitalizá-lo;

ii) os gastos devem ser bem direcionados. Nesse sentido, considerou meritória a proposta do Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, de concentrar os gastos em combate à pobreza, educação, ciência e tecnologia e sustentabilidade ambiental. Acrescentou, contudo, que os recursos poderiam ser gastos também em infraestrutura;

iii) evitar os problemas associados à provável apreciação exagerada da taxa real de câmbio, prejudicando a competitividade da indústria nacional. Esse problema, conhecido na literatura como doença holandesa, pode ser minorado se os ativos do fundo forem aplicados majoritariamente no exterior.

O prof. Júlio Sérgio Gomes de Almeida citou alguns exemplos de fundos bem sucedidos, como os da Noruega e do Alasca. O fundo da Noruega aplica as receitas do petróleo em ativos no exterior, o que permite que os recursos sejam poupados, para financiar a previdência social, e, simultaneamente, evita que as divisas auferidas com a exportação do petróleo apreciem demasiadamente a taxa de câmbio, prejudicando a competitividade da indústria nacional.

No Alasca, o fundo, após um período de capitalização contínua, sem desembolsos, passou a distribuir dividendos para os residentes, sendo que, atualmente, cada habitante do estado recebe cerca de US\$2 mil por ano.

Quanto ao projeto de lei, a única sugestão de maior relevância feita pelo expositor foi alterar o atual inciso II do art. 3º, que estabelece como fonte de recursos do FS a parcela de *royalties* que cabe à União, para incluir, também, a parcela dos *royalties* que cabem aos estados e municípios. Note-se que esses entes federativos continuariam sendo os titulares dos recursos, tendo, assim, o direito ao resultado de suas aplicações. Durante a fase de discussão, o Senador Eliseu Resende, mesmo considerando justa a proposta, apontou para possível inconstitucionalidade dessa proposta, tendo em vista que representaria interferência indevida no uso de recursos dos entes subnacionais.

O Prof. Edmilson Moutinho dos Santos iniciou sua exposição lembrando que a Lei do Petróleo se mostrou flexível para diferentes cenários, com preços baixos e altos do petróleo. Enfatizou que eventuais alterações no marco regulatório deveriam manter essa flexibilidade. Chamou também a atenção para o problema do gás natural, pois, em sua opinião, o atual marco regulatório não tem sido capaz de garantir a oferta do produto em volume compatível com as necessidades e com a capacidade de produção do País. Feitos esses comentários iniciais, o prof. Santos prosseguiu em sua apresentação, dividindo-a em três temas: dimensões da renda petrolífera; razões e riscos associados a fundos soberanos; e sugestões de ações.

Sobre a dimensão da renda petroleira, o Prof. Santos mostrou que, no mundo, a indústria do petróleo gera uma renda diária de aproximadamente US\$6 bilhões. A maior parcela dessa renda vai para companhias de petróleo nacionais (NOC, do inglês, *national oil companies*) ou para os governos dos países produtores. Esses recursos geram superávits que são transformados em gastos públicos correntes, em investimentos dos Estados ou das NOC nos seus países ou no exterior.

A maioria dos fundos soberanos tem como base de recursos as receitas do petróleo. O maior de todos os fundos, o de Abu Dhabi, com ativos superiores a US\$700 bilhões, tem como base as receitas de petróleo. Mas o segundo maior fundo, o da China, tem como base as receitas advindas de exportações diversas. Há fundos baseados em outros minerais, como cobre (Chile) e minérios em geral (Austrália). Independentemente do fundo social proposto, o Brasil deveria instituir um fundo custeado pelas receitas advindas da exploração do ferro e de outros minerais.

O atual Fundo Soberano do Brasil (FSB) é financiado com recursos fiscais. Assim, o FSB existe devido à manutenção de uma alta carga tributária, o que prejudica a competitividade de nossas empresas. Se o proposto Fundo Social conseguir substituir o atual fundo soberano, já terá feito grande contribuição para a economia brasileira.

Em relação ao gás natural, o expositor lembrou que esse hidrocarboneto não é bom gerador de tributos, mas gera rendas tecnológicas importantes, pois possibilita a produção de bens de maior valor agregado. Como exemplo, citou a produção de porcelanato, que somente é viável se utilizar o gás como fonte de energia. Do contrário, a produção teria de se concentrar na cerâmica tradicional, que gera renda muito menor.

Sobre a renda do petróleo no Brasil, o expositor lembrou que, até o advento da Lei do Petróleo, em 1997, quase toda a renda era apropriada pela Petrobras. Somente a partir daquele ano, a parcela apropriada pelo governo começou a aumentar de forma consistente, tendo atingido o pico de 0,8% do PIB em 2006 (em 2007, com queda do preço do petróleo, a renda caiu para 0,6% do PIB). Antes da Lei do Petróleo, o pouco da exploração que era revertido para a sociedade se dava por meio do controle do preço da gasolina, o que beneficiava, preponderantemente, a classe média.

Apesar de nunca termos instituído um fundo de petróleo, o contingenciamento de gastos exerceu papel similar. Os recursos contingenciados equivalem, aproximadamente, aos gastos sociais dos governos FHC e Lula. Visto de outra forma, a parcela não gasta da renda do petróleo permitiu a obtenção de importantes superávits primários e o equilíbrio do Plano Real.

Há importantes fontes de incerteza sobre as dimensões futuras do Fundo Social, como em relação à dimensão das reservas, ao custo de exploração, à velocidade de exploração e produção; e à estratégia de gastos. Ainda assim, exercícios de simulação baseados em hipóteses conservadoras mostram que o Fundo Social pode chegar, em 2030, com recursos da ordem de US\$80 bilhões, se não houver exploração no Pré-Sal, e de US\$120 bilhões, havendo exploração no Pré-Sal. Dependendo de como forem as regras de saques, será possível sacar permanentemente US\$4 bilhões ao ano, se a exploração do Pré-Sal for bem sucedida, ou US\$1 bilhão por ano, se não houver Pré-Sal. Mesmo nesse último caso, os recursos seriam suficientes para financiar todos os gastos de pesquisa e desenvolvimento da área do petróleo.

O prof. Santos não aprofundou a explicação sobre a importância e a racionalidade de se constituir um fundo soberano, por acreditar que não adicionaria muito aos comentários feitos anteriormente pelo prof. Almeida. Mas chamou atenção para os principais riscos que fundos soberanos podem contribuir para mitigar. No curto prazo, há o risco da inflação, decorrente da entrada de grandes quantias de riqueza na economia. No médio prazo, existe o risco da doença holandesa, que consiste no prejuízo sofrido pelas demais atividades econômicas, em especial agricultura e indústria, por causa da apreciação do câmbio. E, no longo prazo, existe o problema da justiça intergeracional, pois as rendas do petróleo devem favorecer não apenas as gerações presentes, mas também as futuras.

Quanto às sugestões de aprimoramento, o expositor enfatizou a questão do gás. Para o prof. Santos, é importante a criação de uma empresa estatal – a Gasbras – para cuidar exclusivamente desse mercado. A Gasbras seria a compradora de última instância do gás e garantiria o suprimento do mercado doméstico. O expositor interpreta a proposta do governo de definir a Petrobras como operadora única como desnecessária, se o foco for a exploração do petróleo, e temerária, se o problema for a exploração do gás. Isso porque os demais produtores ficariam aprisionados com gás enalhado, pois a Petrobras, compradora única do gás, não tem interesse em desenvolver o mercado. Por esses motivos, ele também é contrário à capitalização da Petrobras, pois há formas mais eficientes de utilizar os recursos públicos, por exemplo, capitalizando a Gasbras. Por fim, a Gasbras seria peça chave em uma política de unitização, tendo em vista que, atualmente, não há como unitizar a produção de petróleo e gás, por não haver mercado para este último.

A apresentação do Dr. Manoel de Melo Maia Nobre concentrou-se nas questões de meio ambiente. Ao avaliar a produção e extração de petróleo, três importantes fatores devem ser considerados:

- a maior parte das águas em zonas profundas dos oceanos tem capacidade de atenuar poluição, nutrientes, temperatura e teor de carbono;
- as correntes oceânicas têm grande impacto sobre o clima. Contudo, não se conhecem ainda os fatores que afetam essas correntes;
- os ventos na costa influenciam os ventos na superfície, que, por sua vez, influenciam o clima em áreas não litorâneas.

É necessário estar ciente desses fatores, bem como conhecer a interação entre petróleo, ambiente e biota (vida marinha) para prevenir acidentes, pois isso é muito mais barato e eficiente do que mitigar os seus efeitos. É igualmente necessário fazer um inventário das áreas marinhas. Além de contribuir para evitar acidentes, esse inventário pode levar ao aproveitamento econômico de uma riqueza de valor ainda inestimado, mas que pode ser muito maior que a do petróleo.

Todos os estágios da atividade petrolífera – das pesquisas geológicas ao término das operações, passando pela exploração, desenvolvimento e produção – têm impactos ambientais. Esses impactos precisam ser conhecidos e estudados. Por exemplo, antes de começar a explorar o Pré-Sal, seria importante conhecer o grau de concentração de hidrocarbonetos na costa brasileira. É igualmente importante conhecer as condições meteorológicas e as correntes das regiões, pois isso permitirá saber quais áreas serão mais diretamente afetadas em caso de vazamento. Lamentavelmente, ainda não há instituições independentes da indústria petrolífera fazendo o monitoramento.

Especificamente em relação a vazamentos, das cerca de 1,3 milhão de toneladas/ano de petróleo e derivados despejados no mar, quase a metade (600 mil toneladas) decorre de descargas naturais. Parte insignificante é consequência da extração ou do transporte do petróleo. E cerca de 400 mil toneladas deve-se a lançamentos operacionais e a escoamento superficial e de rios. Trata-se de rejeitos que seguem para o mar em decorrência do não tratamento de esgotos e outros dejetos e que poderiam, assim, ser evitados. O acúmulo de petróleo no mar tem consequências não triviais sobre a vida e o ambiente marinho, em função de aumentar a acidez da água e dos possíveis impactos sobre a temperatura e correntes.

Quanto às recomendações para o Fundo Social, o Sr. Nobre sugeriu a aplicação de recursos no monitoramento ambiental; o investimento em saneamento básico, pois, além dos sempre citados benefícios para a saúde dos indivíduos, reduz o despejo de derivados de petróleo no mar; a intensificação de pesquisas sobre a vida marinha, para eventual aproveitamento econômico e sustentável; o mapeamento da concentração de hidrocarbonetos, antes do início da exploração do Pré-Sal, para se conhecer melhor a extensão dos impactos ecológicos da exploração.

Terminadas as apresentações, passou-se ao debate. O vice-presidente da Comissão, Senador Eliseu Resende, que presidiu a seção, agradeceu a participação dos palestrantes e sintetizou as apresentações. Na síntese, destacou a importância de se criar uma matriz energética ambientalmente correta e, justamente por causa da questão ambiental, expôs a dúvida se a era do petróleo não poderia acabar, mesmo havendo petróleo ainda em abundância, tal qual ocorreu com a era do carvão.

Concordou com as colocações sobre as virtudes da Lei do Petróleo, que permitiu que o País atingisse a autossuficiência e que descobrisse grandes reservas, incluindo as do Pré-Sal. Justamente por isso, o Senador Eliseu Resende manifestou dúvidas quanto à conveniência de se instituir um regime híbrido, com a adoção da partilha nas áreas do Pré-Sal, e de concessão nas áreas já licitadas. Em especial, lembrou que o fundo soberano pode coexistir com qualquer regime (portanto, não é uma necessidade lógica do regime de partilha) e que, se a questão é aumentar a arrecadação do governo, basta que se alterem, por decreto, as alíquotas da participação especial. O Senador indagou aos palestrantes se o aumento de arrecadação não poderia ser obtido no atual regime de concessão.

O Senador Flexa Ribeiro destacou a importância de ações preventivas para danos ambientais. Comentou que os estados e municípios produtores estão contra a alteração das regras de distribuição dos *royalties* por causa da provável perda de receita. Mas essa perda seria somente potencial, em relação ao que poderiam arrecadar. Em termos absolutos, as propostas de redistribuição de receitas não prejudicam os estados e municípios produtores.

Em relação ao Fundo Social, o Senador avalia que os recursos deveriam ser também utilizados nas áreas de saúde e segurança, não contempladas no atual projeto de lei. Em sua opinião, o uso dos recursos deveria ser melhor definido em lei, para não ficar a livre arbítrio do governante de plantão. Sugeriu também a constituição de fundos de todos os recursos finitos, incluindo ferro, bauxita e outros minerais, para compensar os estados pelas perdas de arrecadação decorrentes da Lei Kandir.

O Senador Eduardo Suplicy também mencionou a possibilidade de os recursos do petróleo serem utilizados para combater a violência. Mas sua intervenção centrou-se no uso dos recursos para combate à pobreza. Citou a experiência bem sucedida do Alaska, que se tornou o estado com melhor distribuição de renda dos Estados Unidos em grande parte graças ao fundo, que destina o equivalente a 6% do PIB estadual aos residentes. Quis saber dos palestrantes sobre outras experiências bem sucedidas e pediu que comentassem sobre a experiência da

província de Alberta, no Canadá, onde foi testada experiência semelhante à do Alaska no início dos anos 2000.

O Senador Osvaldo Sobrinho enfatizou a necessidade de se constituir um fundo e que esse fundo seja bem gerido. O Brasil já teve períodos de acúmulo de reservas, como logo após a II Guerra, e desperdiçou os recursos. A chamada maldição dos recursos naturais, termo cunhado para caracterizar o fato de países ricos em recursos naturais apresentarem desempenho econômico medíocre, também é outro motivo para sermos responsáveis e competentes no uso da renda gerada pelo petróleo. Para o Senador, no regime democrático atual, não é possível imaginar que possam ser erguidas grandes obras de infraestrutura, a exemplo de Itaipu, como ocorreu nos anos 70 e 80. O melhor é concentrar o uso dos recursos em poucas áreas, como educação, ciência e tecnologia e pesquisas. Do contrário, corre-se o risco de pulverizar demais os gastos e não conseguir resultados satisfatórios em nenhuma área. O Senador Osvaldo Sobrinho criticou também o uso dos recursos do petróleo em programas sociais, que, para ele, são programas paternalistas.

Terminadas as considerações e perguntas dos senadores, os palestrantes se pronunciaram.

O prof. Júlio Gomes de Almeida reiterou que o fundo social não requer mudança de regime de concessão para partilha. Deve ser somente um instrumento que contribuirá para disciplinar o uso dos recursos. O palestrante insistiu na proposta de que o fundo deve receber também parte dos recursos que irão para estados e municípios. Quanto à destinação dos recursos, concordou com o Senador Osvaldo Sobrinho, de que não se deve gastar em mais do que duas ou três áreas, que poderiam ser aquelas elencadas no projeto de lei: pobreza, educação e meio ambiente. Contudo, mais importante do que definir em que gastar, é garantir a acumulação: os gastos deveriam ser autorizados somente após o Fundo Social atingir determinado volume.

O prof. Edmundo Moutinho dos Santos reiterou a ideia de que não é necessário alterar o regime, se a questão se limitar à exploração do petróleo. Até criticou o regime de partilha, pois é menos transparente na comercialização do petróleo. Mas insistiu na necessidade de se dar um tratamento adequado para o aproveitamento do gás, que vem sendo queimado pela Petrobras. O professor também alertou para a chamada maldição dos recursos naturais, lembrando que a Noruega é o país menos dinâmico na Escandinávia e que a economia carioca não tem conseguido acompanhar a paulista. Para ele, é importante que os recursos do petróleo não sejam direcionados para a própria indústria do petróleo, como a Lei do Petróleo prevê atualmente. Afinal, os lucros gerados pelo petróleo são

suficientes para financiar as pesquisas na área. A parte arrecadada pelo governo deveria ser utilizada para financiar pesquisas em outros setores da economia, mais carentes. Para o professor, é melhor destinar os recursos do petróleo para educação, o que garantiria o acesso dos cidadãos à tecnologia, do que a programas de renda mínima, que permitiriam o acesso a bens de consumo, mas sem gerar aumentos futuros de produtividade e, conseqüentemente, sem permitir aumentos futuros de consumo.

Sobre a experiência internacional, mencionou que em Alberta foram criados vários fundos, com objetivos tanto de poupança como de estabilização. Um desses fundos financiava educação, aportando um dólar para cada dólar gasto em educação. Citou também o fundo da Noruega como exemplo de sucesso de transparência e ética.

Em suas considerações finais, o Dr. Manoel de Melo Maia Nobre enfatizou a necessidade de se investir em saneamento básico e lembrou que a plataforma continental tem muito mais riqueza a ser explorada do que o Pré-Sal, de forma que é necessário alocar mais recursos para estudá-la.

Após as considerações finais dos palestrantes e da palavra do Senador Eduardo Suplicy, que enfatizou a importância de programas de renda mínima, o Senador Eliseu Resende agradeceu a presença de todos e encerrou a sessão.

PAINEL 4
Capitalização da Petrobras
Projeto de Lei nº 5.941, de 2009
Dia: 9-11-2009 – segunda-feira, às 18h

Participantes:

Paula Kovarsky – Engenheira de Produção (PUC-Rio), MBA em Finanças pelo IBMEC-Rio, Coordenadora de Análise de Petróleo e Petroquímicos do Itaú Securities

Eduardo Teixeira – Economista, ex-Presidente da Petrobras e Sócio-Diretor da Empresa Creta Planejamento

Helder Queiroz Pinto Jr – Professor do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ e Doutor em Economia da Energia pela Universidade de Grenoble – França

Ernani Torres – Professor do Instituto de Economia da UFRJ e Superintendente de Pesquisas do BNDES

A Dra. Paula Kovarsky, inicialmente, apresentou os principais aspectos da proposta do Poder Executivo de Capitalização da Petrobras (Projeto de Lei nº 5.941, de 2009), o que inclui:

– quanto à destinação dos recursos, destaca-se a compra dos direitos de exploração de 5 bilhões de barris de petróleo, através de cessão onerosa pelo governo federal;

– quanto a motivações técnicas, sobressaem os fortes indícios de que algumas das recentes descobertas na camada de Pré-Sal estão contidas em reservatórios que transcendem as fronteiras das áreas até hoje concedidas, resultando na necessidade de unitização; além disso, há desafios envolvidos no desenvolvimento dessas áreas, em face de um cenário hipotético onde um mesmo reservatório necessite ser explorado sob dois regimes distintos: concessão e partilha;

– quanto à motivação financeira, há necessidade de reforço do balanço patrimonial da companhia, possibilitando futuras captações sem a transgressão dos limites de endividamento impostos pelo *Investment Grade* conferido à empresa;

– quanto à motivação do governo, destaca-se o desejo de aumentar a participação da União na companhia.

No tocante aos aspectos legais envolvidos na proposta de partilha de produção, a palestrante destacou que, no que tange à unitização, é necessário que os atuais contratos de concessão apontem a ANP como árbitro de qualquer disputa e representante legal do governo. Ressaltou, ainda, que, sob essa condição, as áreas unitizáveis, ainda não licitadas, teriam que ser licitadas. Quanto às demais áreas – não unitizáveis –, defendeu a tese de que deveriam também ser licitadas.

A palestrante citou, também, que a indústria do setor tem dúvidas sobre algumas questões, em especial, se seria legal o fato de o governo estar concedendo a uma empresa de capital misto – a Petrobras – o direito de compra sem prévia licitação de áreas com elevado potencial de reservas. Apesar de defender a cessão onerosa dos 5 bilhões de barris à Petrobras, alegando estar suportada pelo §1º do art. 177 da Constituição Federal, alegou que a venda dos direitos de exploração, sem prévia licitação, violaria os princípios da livre concorrência estabelecidos pela Constituição brasileira.

Destacou, ainda, algumas premissas da Capitalização da Petrobras, entre as quais figuram: o desejo do governo brasileiro de aumentar a sua participação na empresa; o fato de o orçamento do governo para a capitalização da companhia ser igual à totalidade dos recursos necessários à aquisição dos 5 bilhões de barris de petróleo, via cessão onerosa; o procedimento tratar-se de uma oferta privada de ações; a hipótese de somente os acionistas correntes terem direito de subscrição às ações; a hipótese do direito de preferência na subscrição ser concedido a todos os acionistas minoritários da companhia.

Quanto aos questionamentos do mercado sobre a proposta de capitalização da Petrobras, a palestrante destacou os seguintes aspectos:

– a incerteza sobre o valor atribuído aos barris de petróleo a serem cedidos à Petrobras – por motivos financeiros (taxa de desconto e percepção de risco) e técnicos (valor de investimentos, custo de extração ou *lifting*, curva de produção, ganhos de escala, incidência da participação especial);

– a necessidade de aprovação da avaliação dos 5 bilhões de barris pelos acionistas minoritários, uma vez que a questão envolve transação entre partes relacionadas: Petrobras adquirindo ativos do seu acionista controlador (União).

- o preço da emissão das ações – seria ele definido em função da média histórica, do prêmio, ou seria dado algum desconto?
- o volume final da capitalização e consequente diluição imposta aos acionistas que não desejarem ou não puderem subscrevê-las;
- a capacidade de absorção pelo mercado do valor total da emissão;
- o provável fluxo de entrada de recursos estrangeiros e o efeito deste na taxa de câmbio;
- a destinação do caixa oriundo da subscrição pelos acionistas minoritários.

A palestrante afirmou que há muita incerteza com relação ao Projeto de Lei nº 5.931, de 2009, e que parte dessa incerteza decorre da falta de clareza quanto à incidência ou não de participação especial sobre a produção de petróleo envolvido na cessão de direitos à Petrobras.

Em suas conclusões, a Dra Paula destacou os seguintes pontos:

- Sob o ponto de vista técnico, a aquisição dos 5 bilhões de barris de petróleo nos parece interessante e apropriada, uma vez que facilita o desenvolvimento de reservas (como Iara) e outras localizadas em regiões com fortes indícios de necessidade de unitização.

- Existem questões que vem preocupando o mercado financeiro, tais como: volume da capitalização e valor atribuído aos 5 bilhões de barris de petróleo.

- Outras questões relacionadas ao impacto no mercado de capitais e no câmbio também necessitam ser mais bem abordadas.

- A Petrobras provavelmente terá que ir ao mercado fazer novas captações, de modo a financiar seu programa de investimentos.

O Dr. Ernani Torres destacou três assuntos: o petróleo, as empresas de petróleo e os impactos das descobertas no Pré-Sal para a economia brasileira, ressaltando os seguintes aspectos sobre cada um desses três pontos:

1) O Produto – Petróleo

Tratando-se de principal fonte de energia do mundo, a importância estratégica do petróleo se sustenta no fato de ser a fonte básica do setor de transporte.

Apresentou a evolução histórica do uso do petróleo pela sociedade e o aumento de sua importância, o que fez do petróleo a principal fonte de conflitos no mundo.

Destacou a dependência norte-americana de importações de petróleo – em 2008, 57% do petróleo consumido pelos EUA era proveniente de importações líquidas.

As previsões sugerem que o petróleo continuará sendo a principal fonte energética do mundo ainda por muitos anos, que a dependência externa norte-americana em relação ao petróleo aumentará e que a China será o principal responsável pelo aumento das exportações mundiais.

2) As grandes empresas de petróleo – as chamadas *majors*.

Destacou que as *majors* são centenárias, estáveis e conseguem operar em ambientes diversos em torno do mundo. Essas empresas passaram por um recente processo de concentração e continuam bastante lucrativas.

O seu modelo de negócios sofreu alteração, pois elas não mais são as principais possuidoras de reservas de petróleo, e sua produção estagnou. Atualmente, o modelo de negócios dessas empresas se concentra nas atividades de financiamento, tecnologia e mercado.

A Petrobras se apresenta hoje como a 15ª maior empresa petrolífera (8ª entre as de capital aberto), ocupa a 11ª posição em produção no mundo, a 17ª em reservas e a 3ª maior empresa em investimentos entre as empresas petroleiras.

3) Impactos sobre a economia brasileira

Entre 2005 e 2008, o Brasil atravessou o mais longo e intenso ciclo de investimento em três décadas. O setor de petróleo foi o principal responsável por isso.

As previsões apontam para o fato de que a Petrobras será responsável por 13% da Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) em 2013, e investimentos de US\$100,9 bilhões entre 2009 e 2013 vão gerar um faturamento adicional na indústria de US\$97 bilhões.

Em suas conclusões, o Dr. Ernani destacou o seguinte:

- Petróleo é um mercado em que o “prêmio estratégico” é grande e tende a ser crescente;

- A competição do setor é feita entre grandes empresas privadas estáveis detentoras de mercado, tecnologia e recursos financeiros e empresas estatais detentoras de reservas;

- Existe necessidade urgente de ampliar o investimento em produção;

- As empresas adquirem globalmente equipamentos e serviços para investimento;

- O Brasil se tornará um dos grandes polos de expansão da produção mundial, com a vantagem de estar fora de zonas de conflito;

– O Petróleo tornou-se o mais importante setor em termos do investimento não residencial da economia brasileira;

– O grande impacto dinâmico do setor sobre a economia – renda, emprego e tecnologia – se dá na fase de investimento. Por isso, todos os países que podem, fazem políticas de compras nacionais;

– A existência de uma grande empresa nacional de Energia e Petróleo (E&P) é essencial para o Brasil beneficiar-se da sua nova posição;

– A Petrobras, para ocupar esse lugar, requer aportes importantes de capital de seu acionista controlador – o Estado Brasileiro.

O Dr. Helder Queiroz defendeu as seguintes premissas sobre a capitalização da Petrobras:

– Sustentabilidade dos investimentos, preservando o papel da Petrobras e das demais empresas que ingressaram no setor.

– Minimização do tempo de colocação em produção do “Polo Pré-Sal da Bacia de Santos”.

– Repartição equilibrada da renda petrolífera com respeito aos parâmetros de risco-prêmio, considerando o marco das novas descobertas.

– Novo paradigma geológico e mais importante fronteira nova de exploração na indústria petrolífera mundial.

– Impactos vão muito além do setor energético e envolvem a necessidade de articulação com as políticas macroeconômica, industrial, tecnológica, ambiental, externa etc.

O Dr. Helder constatou o seguinte: que a Reforma da Indústria do Petróleo e de Gás foi realizada a partir do diagnóstico de que a Petrobras, sozinha, não teria condições de explorar o potencial petrolífero no Brasil; que a cooperação da Petrobras com os novos entrantes inaugurou um círculo virtuoso que culminou com as descobertas do Pré-Sal; que é possível ampliar o raio de ação estratégica da Petrobras e consolidar a estratégia bem-sucedida de internacionalização da empresa; que novas descobertas podem modificar as condições de risco-prêmio na área do Pré-Sal; que é necessário modificar o marco regulatório; que as mudanças, porém, estão sendo feitas sob condições de informação incompleta e assimétrica – o que não é bom para o setor.

O palestrante destacou, como desafios regulatórios, o fato de as empresas terem dificuldade para delimitar os reservatórios, a probabilidade elevada de ocorrência de óleo nas áreas adjacentes não-concedidas e a possibilidade dos

reservatórios serem conectados, levando à necessidade de um processo de “unitização”, com volume nunca antes tentado.

Concluiu, então, que o arcabouço regulatório até então vigente não atendia às especificidades e complexidade da exploração de petróleo no Pré-Sal, o que levou o Governo a propor o sistema de partilha. A necessidade de ser rápido na implantação de projetos era um desses fatores que contribuíram para a proposta de mudança do modelo.

Além disso, ressaltou que não existe evidência empírica de que um modelo de exploração seja intrinsecamente superior ao outro e que os principais objetivos da proposta do Executivo são: o aumento do controle estratégico do Estado sobre o setor petrolífero; o controle sobre a propriedade dos recursos; o controle sobre o ritmo da exploração e produção; a maximização das participações governamentais.

Como focos de preocupação, o Dr. Helder listou os seguintes aspectos: a precipitação do debate sobre a distribuição de royalties, que deveria ser feito após a aprovação dos projetos de lei em tramitação no Poder Legislativo; o fato de que o foco deveria estar nas condições que podem acelerar os programas de produção e de exploração; a definição do ritmo de exploração e produção das novas áreas a serem exploradas sob o novo regime; o fato de a Petrobras ser operadora de todos os campos (o que pode decorrer da necessidade de se coordenar de forma centralizada para superar as dificuldades de individualização/unitização da produção); o questionamento de se é bom para a Petrobras ser obrigada a atuar em toda área do Pré-Sal (dificultando a Petrobras atuar em outros investimentos, no Brasil e no exterior).

O palestrante destacou, como questões centrais, a ausência de um documento técnico de referência, explicitando as justificativas para a cessão onerosa e capitalização da Petrobras, as dificuldades de captação de recursos, o que pode levar ao aumento da participação do Estado na Petrobras; a cessão de cinco bilhões de barris de petróleo e de gás natural sem certificação prévia das respectivas reservas, e sem um horizonte para a realização da operação.

Finalmente, o Dr. Helder concluiu que:

- O Pré-Sal representa um novo paradigma para a indústria de petróleo nacional e internacional, com grandes implicações para a economia brasileira.

- O estado atual de informação incompleta e assimétrica dificulta o debate.

- O regime de partilha da produção não representa uma ruptura com as práticas contratuais e fiscais do setor petrolífero mundial.

- O desempenho deste regime dependerá da qualidade do ambiente jurídico e institucional do Brasil.

– A Petrobras é vista como importante geradora de capital fixo na economia.

– Os projetos de exploração do Pré-Sal devem buscar acelerar as atividades de exploração e produção de petróleo.

O Dr. Eduardo Teixeira iniciou sua apresentação com um histórico sobre a evolução da indústria do petróleo no Brasil e destacou pontos do plano de investimentos da Petrobras para o período de 2009 a 2013.

Comentou os riscos envolvidos na operação do Pré-Sal, salientando que as características da cessão onerosa, aliadas ao conhecimento e experiência da Petrobras, permitem mitigar grande parte dos riscos envolvidos. Além disso, defendeu a posição de que a provável localização das reservas gera economia de escala pela proximidade com outros campos e também pela possibilidade de unitização com outros blocos também operados pela Petrobras. Alegou que a taxa de sucesso da Petrobras nos poços do Pré-Sal da bacia de Santos é mais alta do que a média mundial.

Alegou, ainda, que serão devidos sobre os cinco bilhões de barris de petróleo equivalente (BOE) cedidos à Petrobras apenas *royalties*, o que vai elevar o caixa livre do projeto (pela exclusão das cobranças de participações especiais).

Mencionou que a liderança mundial de E&P em águas profundas e ultra-profundas da Petrobras, assim como o desenvolvimento de tecnologias próprias e adequadas à geologia brasileira, contribuem para minimizar os riscos tecnológicos envolvidos na exploração da camada Pré-Sal.

Nesse sentido, o Dr. Eduardo teceu suas considerações finais, destacando os seguintes pontos:

– A Petrobras tem grande chance de êxito na exploração do Pré-Sal, pois opera 23% da produção mundial em águas profundas.

– A previsão de produção no Pré-Sal é de 219 mil bpd em 2013, de 1.336 mil bpd em 2017 e de 1.815 mil bpd em 2020.

– A produção total brasileira em 2020 será de quatro milhões de bpd.

– A capitalização proveniente da cessão onerosa de reservas permitirá à Petrobras desenvolver outras reservas da província do Pré-Sal.

– O aumento do capital social da Petrobras leva a uma melhoria das condições dos novos financiamentos (alavancagem controlada).

– A certificação deverá ser de recursos, e não de reservas, e se fosse um processo de certificação de reservas, o valor seria substancialmente maior, mas só poderia ser concluído após os trabalhos de pesquisa e

confirmação dos parâmetros de produção que são obtidos através de testes de longa duração.

– A capitalização da Petrobras encaminhará positivamente o equacionamento das necessidades de financiamento da empresa.

O Senador Francisco Dornelles fez as seguintes perguntas aos palestrantes:

Para a Dra. Paula:

a. Qual a avaliação do mercado para os cinco bilhões de barris de petróleo?

A Dra. Paula respondeu, tão somente, que há experiência de mercado para precificar os barris e que isso não seria um problema da proposta de capitalização da Petrobras.

b. Qual a avaliação do mercado do risco de insegurança jurídica?

A Dra. Paula respondeu que há pontos a serem esclarecidos nas propostas do marco regulatório, em especial, de questões sobre partilha e sobre a capitalização da Petrobras, e que esses pontos geram insegurança em investidores.

Para o Dr. Ernani Torres:

a. Destacar experiências de propriedade de solos e subsolos.

O Dr. Ernani ressaltou o caso dos EUA, em que o proprietário da terra é proprietário do subsolo. Destacou, ainda, que o México inovou, separando a propriedade do solo da do subsolo, e que depois esse movimento cresceu no mundo.

Para o Dr. Helder:

a. Qual a relevância de se introduzir o sistema de partilha de produção?

O Dr. Helder respondeu que a partilha de produção pode equacionar melhor a questão da unitização de campos.

Para o Dr. Eduardo Teixeira:

a. O que justifica a mudança do sistema de exploração?

b. O regime da partilha é fundamental?

O Dr. Eduardo respondeu que o regime de exploração é indiferente para os investidores e que esses têm interesse em ter um parceiro nacional nos países em que investem. No caso do Brasil, esse parceiro é a Petrobras. Afirmou, também, ser possível que a partilha seja proposta até mesmo para apoiar uma situação de pressão de caixa sofrida pela Petrobras.

Encerradas as perguntas, o Senador Fernando Collor defendeu o sistema de partilha, de forma que o governo tenha maior controle sobre a exploração do petróleo do Pré-Sal. Depois disso, agradeceu aos participantes presentes e encerrou a audiência.

NOTA TÉCNICA

Ref.: Ofício 0146/2009-PRES-CI, subscrito pelo Senador Fernando Collor. Comissão de Serviços e Infraestrutura do Senado Federal. Painel sobre Marco Regulatório do Pré-Sal.

I – DO OFÍCIO 0146/2009-PRES-CI

O Ofício sob referência teve por objetivo informar a Comissão de Serviços e Infraestrutura do Senado Federal sobre aspectos do Marco Regulatório do Pré-Sal e noticiar os pontos controversos mais importantes identificados durante os trabalhos, conforme seus itens 01 a 11.

Destacaremos, adiante, os questionamentos que foram relatados no Ofício citado e, em *itálico*, nossas ponderações acerca de cada um.

II – DOS QUESTIONAMENTOS RELATADOS

a) inconstitucionalidade da adoção do regime de partilha de produção, em face do art. 176 da CF.

O próprio STF já deixou claro que o art. 177 da CF admite que a lei crie diversas espécies contratuais para permitir o exercício indireto do monopólio, sendo o contrato de concessão apenas uma das espécies que podem ser eleitas pelo legislador ordinário.

Vejamos o teor do citado art. 177, com redação que lhe deu a Emenda Constitucional nº 9/95.

“Art. 177: Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

§1ª a União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei” (grifamos).

O art. 176 da CF trata de outros recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica e não se aplica às atividades da indústria do petróleo, pois estas são regidas pelo art. 177 da CF. Deste modo, não é mandamento constitucional a adoção de contrato de concessão para o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás, muito menos a propriedade, total ou parcial, do produto da lavra pelo contratado.

Vejamos o voto do Ministro Eros Grau na ADIN Requião, que confirma que atividades da indústria do petróleo são regidas pelo art. 177 da CF:

“Nos termos do parágrafo 1º do art. 177 da Constituição do Brasil, essas contratações – contratações, note-se bem, não concessões – seriam materialmente impossíveis sem que os contratados da União se apropriassem, direta ou indiretamente, do produto da exploração das jazidas de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.”

“(...) o parágrafo que substituiu o contemplado na redação original da constituição conteve os efeitos do monopólio no plano da atividade, autorizando expressamente a União a contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas no incisos I a IV do art. 177, observada as condições estabelecidas em lei (...)

(...) A opção pelo tipo de contrato a ser celebrado com as empresas que vierem a atuar no mercado petrolífero não pertence ao Poder Judiciário: este não pode se imiscuir em decisões de caráter político. Opção pelo tipo de contrato a ser celebrado pela União e as empresas é, sem dúvida, opção política.”

Nesta mesma ADIN, vejamos o voto do Ministro Sepúlveda Pertence:

“Explícito neste ponto o meu voto. Não passa a incidir sem mais, sobre o petróleo, o disposto no art. 176, sobre os minérios em geral: apenas se eliminou com a alteração do art. 177, a proibição original de participação nos resultados da exploração petrolífera ou do gás natural, e, com mais razão, a transferência do produto às empresas contratadas. Mas a verdade que não o impôs: outros tipos de contratação podem ser possibilitados em lei, nos quais não haja a participação da contratada no produto da lavra do petróleo”

Assim, o legislador ordinário, quando da edição da Lei nº 9478/97, optou por estabelecer no país o regime da concessão para pesquisa e lavra de petróleo e gás, porque o artigo 177 da Constituição Federal assim lhe facultou. Evidentemente que naquela ocasião vários fatores foram considerados pelo legislador para assim proceder, tais como a situação da economia do país e mundial, os preços de petróleo, o grau de desenvolvimento da indústria nacional, o custo de capital, a necessidade de atração de investimentos estrangeiros para o país, a ordem de grandeza dos volumes estimados de produção de hidrocarbonetos, bem como o risco associado a esta atividade, no Brasil.

Passados hoje mais de dez anos da promulgação da Lei 9478, é patente que todas as condições que nortearam o legislador de então, foram profundamente alteradas, demandando, portanto, modificações no regime vigente. Lembre-se que, se as condições econômicas e o conhecimento geológico se alteraram nesses 12 anos, por outro lado não se alterou a prerrogativa constitucional do legislador de promover a regulamentação da forma de contratação das atividades de exploração, facultada pelo artigo 177 da Constituição, que permanece o mesmo desde a modificação promovida pela Emenda constitucional nº 9/95, com anteriormente exposto.

b) inconstitucionalidade da dispensa de licitação para contratar a Petrobras.

O próprio texto da CF, no art. 37, XXI, adiante transcrito, prevê a possibilidade de a lei estipular situações em que não se exigirá licitação, sendo certo que há muitas leis ordinárias que prevêem dispensa de licitação.

“Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

XXI – ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.”

Sem prejuízo desta possibilidade, é sabido que a Lei que dispensar a licitação terá que se pautar pelos princípios da legitimidade e da razoabilidade para que se revista de constitucionalidade.

Neste sentido, é inquestionavelmente legítima e razoável a decisão política da União em utilizar a sua administração pública (através da contratação direta da PETROBRAS) para realizar atividade que considera estratégica e relevante para o interesse coletivo.

A dispensa de licitação em favor da Petrobras também não viola o princípio da isonomia extraído do art. 173, § 1º, II, adiante transcrito, pelas razões a seguir expostas.

“Art. 173. Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei.

§ 1º A lei estabelecerá o estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços, dispondo sobre:

....

II – a sujeição ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários;”

O art. 173 da CF (regime das empresas privadas) reconhece a possibilidade de relativização desta regra (“Ressalvados os casos previstos nesta Constituição”). Assim, de forma expressa, o art. 177 da CF, ao estabelecer que as atividades de pesquisa e lavra de petróleo são monopólio da União, permite afastar de forma absoluta a atuação privada, facultando o exercício das atividades monopolizadas de forma exclusiva pela União, através dos entes de sua administração pública.

Se até o afastamento absoluto da iniciativa privada nas atividades monopolizadas constitucionalmente é expressamente permitido pela CF, também o é o afastamento relativo através da contratação obrigatória da Petrobras, como Operador exclusivo e mediante dispensa, nos Contratos de Partilha. Trata-se de uma opção política do Estado.

Igualmente, a dispensa de licitação em favor da Petrobras não afronta os princípios da livre iniciativa e da livre concorrência previstos no art. 170 da CF.

Isso porque a própria CF, ao estabelecer os monopólios públicos, expressamente excepciona a livre iniciativa e a livre concorrência nas atividades econômicas estabelecidas originariamente como monopólio estatal.

O monopólio (exclusividade no exercício de determinada atividade econômica) é a antítese da livre iniciativa/livre concorrência e a própria CF estabelece de forma expressa este monopólio para as atividades previstas nos arts. 175, 176 e 177, podendo as mesmas virem a ser contratadas na forma de tais artigos.

Assim, se a União houver por bem exercer as atividades monopolizadas por meio de um dos seus entes, afastando a livre iniciativa e a livre competição, não há que se falar na aplicação dos ditames do art. 173 da CF. Assim, também, se o PL que vier a ser aprovado estabelecer dispensa de licitação em favor da Petrobras, para aquelas atividades de E&P nas áreas referentes à cessão onerosa, está afastada a hipótese do art. 61 da Lei do Petróleo, que enseja a sua atuação em livre concorrência com outras empresas, quando o Estado definir que haverá concorrência em determinadas áreas.

Neste sentido, vejamos abaixo o voto do Ministro Relator Carlos Velloso, na ADI 1552, no âmbito da qual o STF decidiu pela suspensão parcial de eficácia de dispositivo da MP 1.522/96, que excluiu da área de incidência do Estatuto da OAB, os advogados empregados das empresas públicas e sociedades de economia mista exploradoras de atividades econômicas não monopolistas. O citado acórdão distingue as empresas estatais que exploram atividades econômicas na condição de monopolistas e aquelas que atuam como não monopolistas, em concorrência com outras daquele segmento, afirmando expressamente que em não havendo concorrência não há que se aplicar o art. 173, § 1º.

"É que a disposição inscrita no art. 173, caput, da Constituição, contém a ressalva: "ressalvados os casos previstos nesta constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou à relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei." ... Se não houver concorrência – existindo monopólio, CF art. 177 – não haverá aplicação do disposto no parágrafo 1º do mencionado art. 173. É que, conforme linhas atrás registrado, o que quer a constituição é que o empresário não tenha privilégio em relação aos particulares. Se houver monopólio, não há concorrência. Não havendo concorrência desaparece a finalidade do disposto no parágrafo 1º do art. 173." (grifamos)

Vale finalmente ressaltar que a dispensa de licitação para contratar a Petrobras não inova no ordenamento jurídico infraconstitucional, já tendo sido adotada anteriormente pela própria lei do petróleo, nos dispositivos de sua Seção II:

“Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido in-

vestimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.

(...)

*Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRAS, **dispensada a licitação** prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI. (grifamos)”*

Sob a égide dos dispositivos acima citados foram celebrados 397 contratos de concessão com a Petrobras, por dispensa de licitação, no que se convencionou chamar de Rodada Zero da ANP.

c) intenso controle operacional da Petro-Sal, com poder de voto e veto.

A recomendação seria a redução do direito de veto a apenas alguns temas de maior abrangência, tais como os orçamentos anuais e respectivos programas exploratórios.

Os modelos regulatórios de partilha de produção pressupõem uma atuação fiscalizadora efetiva por parte de representantes do governo sobre os diversos fatores que constituirão o óleo custo, em função do efeito direto que isto acarreta no percentual do óleo lucro (denominado no PL de excedente em óleo da União). Se verificados os exemplos internacionais dos países que aplicam o sistema de partilha da produção, este controle pode ser efetuado de diversas formas, sendo a mais comum a execução desta tarefa por uma empresa estatal, a qual pode ou não participar diretamente dos consórcios dos contratos de partilha.

Entendemos que cabe ao Poder Legislativo, na discussão relativa a este ponto, debater e decidir sobre quais serão os poderes atribuíveis à Petro-Sal no Comitê Operacional que melhor proporcionem o atendimento aos interesses do Brasil.

d) Petrobras como operadora exclusiva no Pré-Sal – há questionamentos acerca de (i) como será enfrentada a pressão sobre os recursos humanos da

Petrobras, necessidade de massivos investimentos na ampliação do corpo técnico, (ii) como a Petrobras enfrentará a necessidade de ampliar, rápida e dramaticamente, sua capacidade operacional. Há temor de que a Petrobras como operadora exclusiva possa configurar obstáculo ao desenvolvimento empresarial da própria Petrobras, uma vez que inicialmente perderá a liberdade de escolha de prioridades e alvos comerciais, sendo obrigada a associar-se a todos os licitantes vencedores. Há também um temor de que a Petrobras, em razão deste cenário de ‘monopólio’ não dê prosseguimento à continua melhoria de seus índices de eficiência empresarial e de aprimoramento de seu potencial competitivo.

Para que exista um entendimento sobre a capacidade da Petrobras de fazer frente aos desafios de se tornar Operadora única no Pré-Sal, é necessário primeiramente apresentar informações relevantes sobre a atuação da Petrobras em águas profundas, no contexto mundial: a Petrobras é, segundo levantamento de consultoria independente, a maior operadora mundial em águas profundas, com larga vantagem sobre gigantes do setor como Exxon, Shell, BP, Chevron e Statoil.

Esta posição é essencialmente resultado da capacidade de seus recursos humanos. De outra forma considerando, da sua capacidade de atrair, formar e reter talentos. Desde 1999 a Companhia vem aumentando seu número de funcionários, conforme se pode constatar a seguir:

INGRESSOS DE EMPREGADOS - 1999 A OUT/2009												
QUADRO/ANO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Quadro de Terra	71	171	548	2.656	2.387	3.355	2.051	8.004	2.891	5.693	1.433	
Quadro de Mar	818	20	3	1	2	0	0	2	1	0	0	30.107
Total Geral	889	191	551	2.657	2.389	3.355	2.051	8.006	2.892	5.693	1.433	

Tal ação advém da previsão de necessidade de mais pessoas treinadas para atuação nas diversas frentes de trabalho já abertas e ainda por abrir segundo as perspectivas de seu plano de negócios. O que a Companhia fará para fazer frente às novas demandas decorrentes da definição do novo marco regulatório será enfatizar e ampliar sua atuação na contratação e formação de pessoas.

Sobre as áreas que virão a ser contratadas no futuro na área do Pré-Sal, o Projeto de Lei ora em tramitação estabelece que cabe ao Conselho Nacional de Política Energética, entre outras atribuições, definir (i) o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética, o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços; (ii) os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção; (iii) os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção.

Deste modo, entendemos que, além da questão da notória capacitação da Petrobras nos aspectos de recursos humanos, tecnologia, recursos críticos e financiabilidade dos projetos, caberá ao CNPE dosar adequadamente a oferta de blocos sob o sistema de partilha, considerando inclusive a capacidade da indústria nacional para o suprimento dos bens e serviços necessários para as atividades de E&P. Assim, o mesmo tempo que deverá ser dado à indústria nacional para se capacitar, será suficiente para que a Petrobras também se adeque às demandas que se lhe apresentarão.

Outro fator de preocupação desta Comissão de Infra-estrutura foi a questão da eficiência empresarial da Petrobras e seu aprimoramento do potencial competitivo. Sobre esta questão, lembramos que a Petrobras continuará atuando em ambiente competitivo, seja para aumentar a sua participação mínima nos blocos sob partilha ou para competir na aquisição dos demais blocos a serem licitados sob concessão, modelo que continuará vigente no restante das bacias sedimentares brasileiras. Mesmo nos contratos de partilha a participação de outras empresas em parceria forçará o contínuo aprimoramento da Petrobras, pois quanto mais eficiente ela se tornar, maior o volume de óleo a ser destinado ao excedente em óleo, isto é, maior o lucro de todos os consorciados e também da União. Existem ainda as dezenas de parcerias empresariais já constituídas pela Petrobras, no Brasil e no exterior, que expõem a Companhia e seu quadro funcional a um ambiente altamente competitivo, de contínuo aprimoramento de sua capacidade técnica e gerencial. Entendemos, assim, que o novo regime de partilha não trará prejuízos à eficiência empresarial da Petrobras, ao contrário, será fonte de nova demanda a que ela se aprimore ainda mais.

e) dúvidas acerca de unitização de jazidas que se estendam por áreas sob diferentes regimes (quem mediará eventual controvérsia? Etc.) e acerca de unitização de jazidas que se estendam por área concedida ou contratada e áreas abertas.

Nos termos da Lei 9.478/97, art. 27, o legislador pareceu pressupor o Acordo para Individualização da Produção – AIP apenas nas situações em que os blocos pelos quais se estendam a jazida já estejam todos licitados sob o regime de concessão previsto na mesma Lei. Já os Contratos de Concessão celebrados com fundamento na referida Lei regularam também a hipótese em que as jazidas se estendam para áreas ainda não concedidas – pressupondo, novamente, uma futura licitação para a concessão dessas áreas.

*Contudo, a indagação colocada acima se insere num cenário no qual uma **jazida petrolífera se estende por áreas operadas sob regimes distintos**, isto é, blocos sob*

concessão, blocos sob partilha de produção ou sob cessão onerosa à PETROBRAS que se encontram sobre uma mesma jazida petrolífera.

Um primeiro ponto a ser considerado é que as concessionárias têm direito adquirido às condições estabelecidas na Lei 9.478/97 e no Contrato de Concessão, que asseguram, em suma, que os termos da operação conjunta sejam definidos pelas partes envolvidas na negociação da unitização, em condições de igualdade. Em outras palavras, todos os envolvidos na negociação do Acordo para a Individualização da Produção, inclusive a Petro-Sal, deverão, em pé de igualdade com os demais atores envolvidos, negociar os termos de modo a viabilizar a exploração única da jazida, determinando os ônus e benefícios (como, p.ex., as obrigações de investimento e o direito de retorno econômico) de cada parte relacionada no Acordo.

*Nos termos do PL proposto sobre Partilha de Produção, a **Petro-Sal terá poder de voto e veto em relação aos termos do Acordo de Individualização da Produção. Contudo, uma vez aprovado o citado PL, essa nova regulamentação tem aplicação tão somente para as áreas em que a Petro-Sal terá atuação, ou seja, áreas abertas e sob partilha, não podendo alcançar áreas já concedidas, pois não retroage para alcançar as áreas unitizáveis que estejam sob concessão, com regras de unitização diversas já estabelecidas.***

É dizer que, não obstante os direitos de voto e veto propostos para a Petro-Sal, tais direitos não poderão prevalecer sobre os direitos contratuais dos atuais Concessionários a negociar os termos do AIP, sob pena de se ferir o ato jurídico perfeito, afrontando dispositivo constitucional expreso.

O PL 5938/09 nos parece consentâneo com as assertivas acima, na medida em que não subtrai dos atuais concessionários o direito de negociar o AIP. Cabe especial menção ao art. 35, que dispõe expressamente que o operador da área unitizada será objeto do AIP, excluindo assim, expressamente, no caso de unitização, a regra que estabelece a Petrobras como operadora única, insculpida no artigo 4º.

Ainda que o artigo 24, inciso VII do PL, estabeleça que caberá ao Comitê Operacional dos Contratos de Partilha de Produção “definir” os termos do Acordo de Individualização da Produção a ser firmado com o titular da área para a qual a jazida se estenda, tal dispositivo ressalva que tal ocorrerá “observado o disposto no capítulo IV desta Lei”, onde estão dispostas todas as regras para a livre negociação dos termos do AIP, observada a Regulamentação da ANP sob seu acompanhamento. Diríamos mais: observados, ainda, o que dispuserem os contratos de concessão específicos.

Assim, o que caberá ao Comitê Operacional da partilha “definir” é o posicionamento das empresas contratadas sob o regime de partilha em relação às demais, titulares das demais áreas com as quais estiver a ser negociado o AIP.

Se a prerrogativa de “definir” os termos do AIP fosse absoluta, extrapolando o âmbito dos Contratos de Partilha, para alcançar áreas hoje sob concessão, tal dispositivo seria, em primeiro lugar, inconstitucional, por ferir o ato jurídico perfeito e o direito adquirido dos atuais concessionários. Além disto, se a intenção fosse mesmo a de estabelecer tal prerrogativa absoluta, o PL não teria se ocupado de prever todo o regramento para a negociação do AIP, no Capítulo IV, eis que tal negociação seria inócua.

*Subtrair ao Concessionário o direito de negociar os termos do AIP ensejaria uma infração ao seu direito adquirido, bem como frontal desrespeito ao ato jurídico perfeito. Numa situação de unitização entre uma jazida que se estende entre uma área já concedida e uma área sob regime de partilha, impor às concessionárias já atuantes que, por exemplo, a Petrobras será necessariamente a operadora das áreas unitizáveis infringiria a justa expectativa dessas empresas – de fato, direito adquirido – **de negociar e chegar a um consenso quanto a quem será a operadora da área** – ainda que se decida finalmente que a operadora será a própria Petrobras.*

*Dessa forma, **no caso de jazidas unitizáveis que se estendam por áreas já concedidas e áreas sob contratos de partilha, os paradigmas já estabelecidos deverão ser observados nas negociações para a celebração de AIPs.** Isso não impediria, contudo, que **nova lei estabelecesse normas de natureza distinta a serem observadas, daqui em diante, para os AIPs que envolvam áreas sob regimes exploratórios distintos** – sendo certo que essas regras seriam aplicáveis tão-somente para os **novos** contratos (eventualmente inclusive os de concessão) celebrados sob a égide dos novos termos para as negociações dos AIPs. Caso as partes não cheguem a um acordo sobre a questão, a ANP, com base em laudo técnico especializado, mediará a questão, na forma atualmente estabelecida pelo art. 27 e pelos Contratos de Concessão das diversas rodadas.*

Sob o aspecto prático e operacional, é necessário observar que a Petrobras já conduziu e teve aprovados pela ANP, junto a empresas oriundas de diversos países, alguns processos de unitização no Brasil.

A individualização da produção de áreas vizinhas propicia o aproveitamento máximo da jazida e gera os melhores resultados para a União, que detém os direitos sobre as riquezas do subsolo, em nome da sociedade. Além de impedir a atividade predatória, evitando que uma empresa capture os hidrocarbonetos da área de outra, a medida integra operações e melhora o gerenciamento dos recursos em toda a cadeia de produção – da perfuração ao transporte, passando pelas fases de escoamento e, na plataforma, de processamento. O saldo final da otimização do potencial produtivo contempla não só os interesses empresariais e do Estado.

É fato que muitas práticas rotineiras são quebradas em função de uma unitização – da adaptação de sistemas de dados a novas formas de contabilidade, passando por mudança na sistemática de recolhimento de participações governamentais, mas isso já ocorre dentro do atual sistema de concessões. A unitização de jazidas sob diferentes regimes apenas tornará o processo um pouco mais complexo. Entretanto, a nossa experiência adquirida nos processos de unitização já finalizados cria precedentes importantes, demonstrando que os desafios da conciliação entre as partes envolvidas podem ser superados com competência e conhecimento técnicos.

f) capitalização da Petrobras ensejaria tratamento antiisonômico entre minoritários e União Federal, uma vez que os primeiros teriam que pagar pela aquisição das ações à vista.

A cessão onerosa e a capitalização são operações diferentes, independentes, que poderão ser desenvolvidas em cronogramas paralelos por questões operacionais.

A União também terá de pagar por suas ações à vista, podendo, nos termos do Projeto de Lei nº 5.941/09, utilizar títulos públicos em tal pagamento.

O ponto que poderia ser levantado é que deveria ser dada, aos acionistas minoritários, a opção de também eles utilizarem títulos públicos para integralizarem sua parte. Neste sentido e pelo fato de a Petrobras estar sempre comprometida com as melhores práticas de Governança Corporativa e de equidade no tratamento de todos os seus acionistas, o Conselho de Administração da Petrobras já aprovou a utilização de títulos da dívida mobiliária federal para a integralização de ações pelos minoritários em seu próximo aumento de capital.

Tal aprovação apenas condicionou que os títulos a serem utilizados pelos minoritários devem ser iguais aos que a Petrobras usualmente já adquire com sua disponibilidade de caixa. Regras claras acerca de que títulos poderão ser utilizados por todos os acionistas serão definidas em edital de convocação da Assembléia Geral de Acionistas.

g) capitalização da Petrobras – há dúvidas “quanto à precificação da moeda definida para o aporte governamental – os 5 bilhões de barris de petróleo futuro – cujo valor hoje é incerto, assim como incerto é o prazo em que este reforço patrimonial será de fato integralizado e materializado no fluxo de caixa da empresa.”

Os “5 bilhões de barris de petróleo futuro” não são a “moeda” definida para o aporte governamental.

O Projeto de Lei nº 5.941/09 (art. 9º) abre para a União a possibilidade de utilizar, como “moeda” em seu aporte, títulos da dívida pública mobiliária federal, que serão precificados a valor de mercado, devidamente avaliados e cujo laudo de avaliação será apreciado em Assembléia Geral de Acionistas. Na deliberação da Assembléia Geral de Acionistas que apreciar tal laudo de avaliação, a União não votará, nos termos do §1º do artigo 115 da Lei das Sociedades Anônimas (LSA).

Os “5 bilhões de barris de petróleo futuro” relacionam-se a outra operação, a cessão onerosa de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, que permitirá à Companhia ter acesso a reservas significativas, criando condições para um maior crescimento e perenidade de suas atividades, resultando em geração de valor para todos os acionistas. Os “5 bilhões de barris de petróleo futuro” são o limite para as atividades de exploração e produção sob o contrato de cessão onerosa.

O valor de tais direitos será necessariamente revisto (outra previsão do Projeto de Lei nº 5.941/09), tão logo se alcance maior conhecimento das variáveis envolvidas na referida avaliação, como forma de garantir que (1) a União receba efetivamente o valor econômico representativo da cessão onerosa e (2) a Petrobras tenha pago o valor justo pelos direitos adquiridos.

O prazo em que o reforço patrimonial advindo da cessão onerosa será de fato integralizado e materializado no fluxo de caixa da empresa não é incerto, porém de médio a longo, como é o prazo para resultado de quaisquer das concessões que a Petrobras já tem no Pré-Sal. De fato, o reforço patrimonial de imediato ocorrerá com a capitalização da Companhia.

h) capitalização da Petrobras – há dúvidas quanto “à suficiência desse volume de capitalização, face às enormes dimensões do Pré-Sal e do próprio papel que a Petrobras lá está chamada a desempenhar.”

O valor da capitalização será dimensionado de modo a atender às necessidades de investimento da Companhia e possibilitar a otimização da estrutura de capital da Petrobras (desalavancagem), o que permitirá à Companhia captar novos financiamentos sem comprometer o investment grade alcançado.

Serão explicitadas ao mercado todas as destinações dos recursos oriundos da capitalização, que incluirão:

- a) os investimentos futuros da Companhia, englobando os que serão necessários na sua atuação como operadora única em todos os blocos sob contrato de partilha, com participação mínima de 30%;*
- b) o pagamento da cessão onerosa e dos possíveis ajustes de preços advindos da revisão do contrato;*

c) os investimentos direcionados ao desenvolvimento e à produção das áreas da cessão onerosa.

Atualmente qualquer valor mencionado para a capitalização da Petrobras constitui mero exemplo numérico ou possui caráter especulativo.

i) capitalização da Petrobras – “Cabe ainda, finalmente, questionar quanto ao impacto deste grande aporte de recursos nas políticas de câmbio e fiscal do governo.”

A operação conta com a participação direta do Ministério da Fazenda que, inclusive, (1) fixará as condições para pagamento da cessão onerosa em títulos da dívida pública mobiliária federal e (2) terá papel fundamental na emissão dos referidos títulos, precificados a valor de mercado e emitidos sob a forma de colocação direta.

O impacto da capitalização da Companhia sobre a taxa de câmbio será função do exercício do direito de preferência por parte dos minoritários residentes no exterior, uma vez que os recursos destes para integralização de ações ou ADRs (American Depositary Receipts) implicariam em ingresso de dólares no mercado brasileiro, cabendo ao Banco Central a administração deste eventual fluxo de divisas.

Quanto à política fiscal, a capitalização da Companhia não impactará os seus principais elementos, quais sejam, a dívida líquida do setor público e a necessidade de financiamento do setor público.

Uma vez que os títulos públicos utilizados pela União no processo de capitalização da empresa retornarão à União como pagamento pela cessão onerosa, não ocorrerá elevação da dívida líquida do setor público.

Como a capitalização não afeta a dívida líquida do setor público e, por definição, a necessidade de financiamento do setor público representa a variação da dívida líquida, também não haveria impacto, pela capitalização, sobre esta variável de política fiscal.

Ainda que não tenha sido apontado no relatório que nos foi enviado, aproveitamos para fazer a mesma análise com respeito à cessão onerosa.

As reservas petrolíferas não compõem os ativos do setor público dentro da metodologia atual de apuração da dívida líquida do setor público, nem tampouco os direitos de exploração econômica das mesmas. Desta forma a cessão onerosa do direito de explorar economicamente parte das reservas petrolíferas do pré-sal não reduziria os atuais ativos da União, não impactando a dívida líquida do setor público.

Além disso, a cessão onerosa não deverá impactar a política cambial por não envolver ingresso ou remessa de moeda estrangeira.

PRONUNCIAMENTO

(Do Senador Fernando Collor)

Senhor Presidente, Senhoras e Senhores Senadores, o Brasil encontra-se em vias de tomar uma das decisões mais importantes de sua história econômica recente. O conjunto de descobertas de petróleo e de gás na camada do Pré-Sal, situada a grandes profundidades na plataforma continental brasileira, provavelmente virá, uma vez confirmado, a triplicar ou quadruplicar o volume atualmente reconhecido das reservas petrolíferas nacionais.

Tramitam na Câmara dos Deputados, neste momento, quatro diferentes projetos de lei por meio dos quais o Poder Executivo propõe estabelecer, em relação aos marcos legais envolvidos, os ajustes que considerou necessários para fazer frente a essa promissora, embora complexa, realidade.

Antecipando-se à chegada do assunto ao Senado Federal, a Comissão de Serviços de Infraestrutura aprovou, no dia 6 de agosto último, Requerimento com o objetivo de promover – dentro da programação que intitulamos “Agenda 2009-2015 – Desafios Estratégicos Setoriais” – o aprofundamento do debate sobre o Marco Regulatório do Pré-Sal.

Assim, foram realizadas quatro Audiências Públicas, a última delas no início desta semana, segunda-feira, dia 9 de novembro, sobre os diversos aspectos que nos propusemos explorar, com o auxílio experiente e maduro de autoridades, de especialistas e de representantes de associações profissionais e empresariais. Foram temas: a introdução do regime de partilha da produção; a criação de uma empresa pública, a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Petro-Sal, encarregada de operar o novo regime; a instituição de um fundo social para gestão dos recursos obtidos com a exploração; e, por fim, a proposta de capitalização da Petrobras.

Pela avaliação majoritária dos presentes ao 1º Painel, quase todos os objetivos buscados por meio da adoção do regime de partilha para o Pré-Sal poderiam ser,

de alguma forma, alcançados com aplicação do regime estabelecido na Lei nº 9.478, de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo: o regime de concessão.

A partilha, entretanto, parece ajustar-se melhor à situação de menor risco global e de maior previsibilidade operacional que a província do Pré-Sal de fato oferece aos empreendedores. É justo registrar que vem contribuindo decisivamente para mitigar riscos, neste momento, o trabalho de refinamento do mapeamento geológico daquele trecho da plataforma continental que está sendo conduzido pelas autoridades setoriais brasileiras.

Partilha e concessão não seriam, portanto, opções estratégicas significativamente opostas ou contraditórias do ponto de vista operativo, podendo a partilha propiciar melhor controle estratégico do Estado sobre o setor, sobre a propriedade dos recursos e sobre o ritmo da exploração e produção.

Em suma, o cenário e a tendência mundiais confirmam que os países com alto volume de petróleo e baixo risco exploratório, como é o caso brasileiro, costumam utilizar o modelo de partilha de produção.

Cabe ressaltar, também, que aquele sistema valerá apenas para as áreas ainda não licitadas do Pré-Sal e naquelas a serem definidas como estratégicas pelo Conselho Nacional de Política Energética, o CNPE. Isso significa aproximadamente 72% da área do Pré-Sal que ainda serão licitadas. No restante, prevalece o atual modelo de concessão já estabelecido. Daí dizer-se que o Brasil passará a contar, daí em diante, com um sistema misto de exploração e produção de petróleo, como o praticado, por exemplo, pela Arábia Saudita, maior produtor de óleo do mundo.

Do ponto de vista constitucional, porém, há dois obstáculos: o artigo 176 da nossa Carta garante ao concessionário a “propriedade do produto da lavra”. Este mandamento parece colidir frontalmente com a estratégia de adoção do regime de partilha por simples via de Lei, situação que merece atenção e reexame, pelos riscos que suscita nos futuros desenvolvimentos do Pré-Sal. Outro obstáculo refere-se ao art. 177, que impede a entrega das áreas do Pré-Sal à Petrobras sem licitação.

Mais delicada, entretanto, nos pareceu a opção por adotar sistemática de intenso controle operacional da prospecção e da produção, por meio de um Comitê Operacional – instância de administração prevista para cada consórcio contratado em regime de partilha. Nesse regime, a nova estatal, a Petro-Sal, além de 50% dos assentos, enfeixaria o direito a veto e, ainda mais, ao exercício do voto de qualidade, sem comprometer-se, em contrapartida, com qualquer obrigação jurídica ou financeira em relação às atividades operacionais.

Com isso, mesmo sem arregimentar os votos da Petrobras no Comitê, o Governo poderia facilmente monopolizar as decisões, sem ouvir nenhuma das demais empresas consorciadas e sem arcar com o quinhão correspondente de responsabilidade pelos resultados.

Aliás, os excessivos poderes de gestão da Petro-Sal é, de fato, um ponto a ser observado, especialmente no que tange ao voto de qualidade e ao veto irrestrito. Trata-se de mecanismos que podem vir a enfraquecer em demasia a participação privada. Daí ser recomendável o estudo de uma redução do direito de veto a apenas alguns temas de maior abrangência, como, por exemplo, o caso dos orçamentos anuais e do programa exploratório.

Contudo, não resta dúvida quanto à importância da presença da União, por meio da nova estatal, nos comitês operacionais que definirão as regras dos consórcios, assim como no monitoramento e na auditoria dos custos e investimentos nos contratos de partilha e, por fim, na gestão desses contratos para a comercialização do petróleo e do gás natural.

Outro ponto que merece reflexão é a condição dada à Petrobras como única operadora de todos os contratos de partilha. Isso significa que ela assumiria integralmente os trabalhos de prospecção e de produção, no âmbito do Pré-Sal, além de assumir obrigatoriamente um mínimo de 30% de participação própria em todos os consórcios que vierem a ser contratados sob o novo regime!

Não questiono, aqui – é evidente! –, a competência dessa gigante multinacional do petróleo que é a Petrobras, um dos mais respeitados ícones empresariais do Brasil, cujos méritos são mundialmente reconhecidos. Muito menos questiono as boas e legítimas razões que conduziram o Governo Federal a essa modelagem, principalmente o objetivo de desenvolver o setor nacional de tecnologia e de bens e serviços ligado à indústria do petróleo, para gerar emprego, renda e dignidade para nosso povo.

Não questiono, por fim, o empenho e a sinceridade do Governo, que sinaliza – uma vez gerada a demanda – amplo espectro de cobertura, via BNDES, das iniciativas com vistas ao desenvolvimento da cadeia produtiva dos hidrocarbonetos.

Ainda assim, tal com está, o modelo aprisiona o desenvolvimento da produção no Pré-Sal às naturais limitações da capacidade de investimento da Petrobras, cuja destinação vai além das novas reservas em grande profundidade. Fica o receio, principalmente, quanto às efetivas possibilidades que terá ela de ampliar, rápida e dramaticamente, sua capacidade de operação.

Isso pode constituir, inclusive, um obstáculo ao desenvolvimento empresarial da própria Petrobras: inicialmente, por perder grande parte de sua atual liberdade de escolha de prioridades e alvos comerciais, sendo obrigada a associar-se a todos os licitantes vencedores; inclusive aos seus malogros e fracassos. E, por fim – a exemplo de alguns tristes precedentes, como é o caso da estatal mexicana de petróleo –, arriscar a não ter quem lhe cobre, em decorrência desse novo monopólio, a contínua melhoria de seus índices de eficiência empresarial, ou seja, justamente o que lhe permitirá manter e aprimorar seu atual patamar de competitividade.

Esses pontos, portanto, merecem uma reflexão mais aprofundada por parte desta Casa e do próprio Governo, inclusive porque, de fato, há alternativas capazes de contornar os riscos que o modelo proposto desnecessariamente assume, garantindo, todavia, o conjunto de objetivos a princípio definido.

A necessidade de criação do Fundo Social, tema do 3º Painel, é consenso amplo. Financiado pelos recursos livres, na parcela de *royalties* que cabe à União, e principalmente pela receita de comercialização de hidrocarbonetos, o Fundo tem basicamente três grandes justificativas.

Uma, é permitir que as futuras gerações de brasileiros também usufruam da riqueza gerada pelo petróleo. Outra, evitar a sistemática e negativa apreciação do câmbio que decorrerá do ingresso de moeda estrangeira, na venda de óleo e derivados, comprometendo perigosamente a competitividade da nossa economia. A última – mas não menos importante! – é permitir o investimento público em programas e em projetos nas áreas-chave para o desenvolvimento econômico e social.

O PL nº 5.940, de 2009, que consubstancia a proposta governamental, define corretamente como prioritárias as áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.

Há, entretanto, espaço para boas sugestões no tópico do Fundo Social, principalmente quanto à sistemática de investimento e de uso dos recursos resgatados.

A lógica de contenção dos danos ao câmbio, por exemplo, é que os recursos não sejam internalizados. Seria de todo importante, por isso, que as regras de aplicação externa ficassem absolutamente claras, já na Lei.

Do mesmo modo, é necessário estabelecer-se um período inicial de carência para o resgate de recursos, lembrando que os aportes demorarão algum tempo para alcançar volumes mais significativos. Daí decorre que, sem tal restrição às saídas, o Fundo jamais ganhará musculatura. Mesma contenção será requerida

na programação dos gastos: os montantes a resgatar, que devem limitar-se rigorosamente aos rendimentos obtidos com as carteiras de aplicação. Somente assim, respeitado esse conjunto de cuidados, os louváveis objetivos que levaram à proposta do Fundo Social serão efetivamente garantidos.

Não há, por fim, reparos a fazer à relação dos setores arrolados como prioritários: trata-se, de fato, de áreas do maior relevo. Outras mais, contudo, parecem guardar importância equivalente.

A infraestrutura é uma delas. E sua melhora, concretamente, é demanda vinculada à própria prospecção e exploração de petróleo, esteja ele acima ou abaixo da camada de sal.

Como todos sabem, as vias de transporte no Brasil – estradas, ferrovias, portos e aeroportos – constituem, como um todo, verdadeiro obstáculo ao desenvolvimento. Elas necessitam de urgentes e substantivos aportes de recursos públicos, mesmo na hipótese em que se venha a retomar brevemente, com mais força, os mecanismos de estímulo ao investimento privado no setor.

Também o saneamento merece prioridade na aplicação dos recursos do Fundo Social; e com fundados motivos. Ele apresenta-se, hoje, praticamente paralisado em todo o País.

Avaliem, Senhoras e Senhores Senadores, uns poucos dados. Dos 4,6 bilhões de reais do FGTS destinados ao saneamento no Brasil, em 2009, menos de 35 milhões foram consumidos até o dia de hoje; ou seja, menos de 1% do que foi disponibilizado. A razão é muito simples: Estados e Municípios, os principais tomadores dos recursos do setor, praticamente não possuem capacidade de endividamento e, com isso, não podem contratar os empréstimos. Medidas vêm sendo adotadas pelo Governo Federal para tentar remover esses obstáculos.

As consequências desse estado de coisas – ao contrário – de simples não têm nada: imaginem que recente levantamento feito pelos profissionais de saúde do Hospital Sírio-Libanês, em São Paulo, indica que 65% das internações lá feitas sob o regime do SUS têm como causa problemas ligados a deficiências do saneamento básico e do fornecimento de água potável, no entorno daquela Capital.

Como se percebe, mesmo que não reconheçamos uma prioridade, ela às vezes se impõe, por si mesma; e de modo inapelável! É o caso da infraestrutura e do saneamento básico nas prioridades do Fundo Social.

Do 4º Painel também surge um imediato consenso: a necessidade de capitalizar a Petrobras para fazer frente aos exigentes desafios financeiros e operacionais do Pré-Sal, sem comprometer o investment grade a ela conferido pelo mercado. A opção pela cessão de petróleo futuro como mecanismo de aporte de capital

pareceu, a quase todos, criativa e exemplar, do ponto de vista dos fluxos de ativos e de caixa envolvidos.

Há, entretanto, uma série de indefinições e imprecisões que carecem e merecem rápido reparo, sob o risco de prejudicar os imensos trunfos conquistados pela Petrobras, vista a qualidade de sua governança corporativa, e pelo próprio Brasil, hoje rematado exemplo de estabilidade de regras, de obediência ao conteúdo dos acordos firmados e de equidade no exercício da atividade reguladora do Estado.

As principais dúvidas evidenciadas durante as Audiências Públicas são relativas ao processo conhecido no jargão petroleiro como “unitização” de áreas, e aos aspectos de transparência do modelo de capitalização perante a comunidade do mercado de capitais.

“Unitização” é o processo de ajuste que deve ser feito entre concessionárias que exploram blocos cujas reservas estão fisicamente ligadas e, por essa razão, sofrem interferências mútuas. Há, na proposta governamental, muitas dúvidas sobre aspectos cruciais da unitização, tais como: quem falará como mediador, nesses casos, em nome do Governo; como será aplicado o processo no caso de lotes adjudicados sob diferentes sistemas – concessão e partilha –; como serão tratados os casos de ocorrência de óleo em áreas não licitadas adjacentes a lotes contratualizados?

Entre os pontos de sombra identificados na proposta de capitalização da Petrobras, sobressaem três questionamentos principais. Um, quanto à isonomia do tratamento dado aos acionistas minoritários, que – ao contrário do Governo – terão de pagar à vista se quiserem sustentar sua participação acionária. Dois, quanto à precificação da moeda definida para o aporte governamental – os 5 bilhões de barris de petróleo futuro –, cujo valor hoje é incerto, assim como incerto é o prazo em que esse reforço patrimonial será de fato integralizado e materializado no fluxo de caixa da Empresa. E três, quanto à suficiência desse volume de capitalização, face às enormes dimensões do Pré-Sal e do próprio papel que a Petrobras lá está chamada a desempenhar. Cabe ainda, finalmente, questionar quanto ao impacto deste grande aporte de recursos nas políticas de câmbio e fiscal do governo.

Dado seu estatuto de empresa de capital aberto, tanto a própria Petrobras quanto o Governo, seu controlador, devem cuidar para que não somente os ritos e formalidades previstos nas regras de controle das S.A. sejam cumpridos; mais que isso, precisam também certificar-se de que o mercado esteja satisfeito com o nível da informação oferecida. Afinal, embora queira retomar um maior controle sobre o quadro acionário da sua controlada, não poderá o Governo abrir mão,

em alguma medida, do apoio do mercado de capitais no financiamento à sua atividade no setor de petróleo.

Todo o requinte no cumprimento desse quesito será, portanto, absolutamente adequado e bem-vindo. Além disso, é imperiosa a transparência na gestão e o contínuo fornecimento e simetria de informações, até mesmo para se garantir a segurança jurídica e adquirir o lastro do governo mediante, por exemplo, a participação do BNDES neste processo de capitalização.

Preocupação também levantada se deu em relação à pressão sobre os recursos humanos da Petrobras diante da grande perspectiva e revolução socioeconômica que a exploração do Pré-Sal poderá trazer para a sociedade. Daí ser imperativo o devido investimento na ampliação do competente corpo técnico da Petrobras e na sua sempre buscada qualificação profissional.

Fechado meu relato, pontuo o tema da distribuição dos royalties sobre a exploração do óleo do Pré-Sal, aspecto que tem provocado intensa movimentação política e atenta cobertura da mídia. Trata-se, evidentemente, de decisão de caráter preponderantemente político, embora argumentações técnicas possam apoiá-la, de alguma forma.

O fato evidente, porém, é que a riqueza petrolífera na plataforma continental – acima ou abaixo da camada de sal – não pode ser tão sofregamente reivindicada pelos Estados produtores. A verdade incontestável é que eles já dela se beneficiam amplamente, em função de importantíssimas externalidades tais como a geração local de emprego e renda; e a indução à instalação de novos empreendimentos locais ligados à cadeia do petróleo, entre os quais fornecedores, indústrias diversas intensivas em energia, e plantas de geração de energia termelétrica com base em gás, para citar poucos exemplos.

Com essa observação, Senhor Presidente, finalizo esse apanhado que fiz das quatro Audiências Públicas, realizadas pela Comissão de Infraestrutura para debate do Marco Regulatório do Pré-Sal.

Entendo que os subsídios nelas coletados são de fundamental importância para amparar essa que é – repito! – uma das mais complexas e relevantes decisões que nosso País terá de tomar em sua história econômica recente.

Não há, efetivamente, por que não fazê-lo neste momento. Não há por que o embarreiramento e a demora!

Mas não há, da mesma forma, por que não fazê-lo do modo o mais correto e transparente possível, inaugurando com acerto e com boas decisões uma caminhada que tem tudo para constituir-se em nossa definitiva entrada na província da maturidade econômica e, por essa porta, na terra da perene justiça social.

Uma oportunidade histórica como essa não deve jamais ser desperdiçada.
E ela não o será, com a graça de Deus.

Muito obrigado pela atenção.

Sala das Sessões, em 13 de novembro de 2009.

Consultoria Legislativa do Senado Federal

Coordenação : Tarciso Dal Maso Jardim

Painel 1: Edmundo Montalvão

Painel 2: Carlos Jacques Vieira Gomes

Painel 3: Paulo Springer de Freitas

Painel 4: Paulo Roberto Alonso Viegas

Gabinete do Senador Fernando Collor

Assessoria Especial: Marco Antonio Sávio Costa

Assessoria Parlamentar: Carlos Murilo Frade Nogueira

Chefia de Gabinete: Joberto Mattos de Sant' Anna

Secretaria: Valéria Hora Barros

Comissão de Serviços de Infraestrutura

Secretário: Álvaro Araújo Souza

Secretário-Adjunto: Marcos Machado Melo

Capa: Jairo Valle

Foto: plataforma de prospecção de petróleo no litoral brasileiro – Arquivo SEEP

Formatação e Impressão: Secretaria Especial de Editoração e Publicações



