



CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE

**GRUPO DE TRABALHO DE POLÍTICA ENERGÉTICA
PARA AS ATIVIDADES DE E&P DE P&G**

Brasília, abril de 2017

GT DE POLÍTICA DE E&P DE P&G

Criado pela Resolução CNPE nº 06/2016, publicada no D.O.U. de 13/10/2016, com prazo de conclusão dos trabalhos ampliado pela Resolução CNPE nº 03/2017.

O Grupo de Trabalho é integrado por titulares e suplentes dos seguintes Órgãos e Entidades:

- I. Ministério de Minas e Energia, que o coordena;
- II. Casa Civil da Presidência da República;
- III. Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações;
- IV. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão;
- V. Ministério da Fazenda;
- VI. Ministério do Meio Ambiente;
- VII. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e Serviços;
- VIII. Ministério da Integração Nacional;
- IX. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento;
- X. Empresa de Pesquisa Energética - EPE;
- XI. Representante dos Estados e do Distrito Federal;
- XII. Representante da sociedade civil especialista em matéria de energia;
- XIII. Representante da universidade brasileira, especialista em matéria de energia; e
- XIV. Representante da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (entidade convidada)

OBJETIVO

Propor diretrizes gerais para uma nova política energética para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, com o objetivo precípua de ampliar a atração de investimentos para o setor petrolífero nacional.

MOTIVAÇÃO

A política ainda vigente para o setor petrolífero é aquela disposta na Resolução nº 8, de 21 de julho de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), onde se estabeleceu como política nacional “a expansão da produção de petróleo e gás natural de forma a atingir e manter a autossuficiência do País e a intensificação da atividade exploratória, objetivando incrementar os atuais volumes de reservas do País”.

Mais recentemente, por meio a Portaria MME nº 451, de 24 de setembro de 2015, foi instituído um Grupo de Trabalho - GT com a finalidade de propor ao CNPE diretrizes gerais relativas à atualização da política vigente, em vista das descobertas do Pré-sal. Esse GT foi formado por representantes do MME, da ANP e da EPE e concluiu seus trabalhos no final de 2015.

Como as condições internas do País mudaram sensivelmente a partir do final de 2015, do mesmo modo que as condições macroeconômicas da indústria de petróleo, a qual experimentou significativa redução da tendência de preços futuros do petróleo a partir do 2º semestre de 2014, o CNPE considerou por bem instituir um novo GT para tal fim, agora composto por representantes de todos os seus membros, de modo a que a política energética possa levar em consideração também a visão de outros setores.

Assim, por meio da Resolução de nº 06, de 02/08/2016, publicada no Diário Oficial da União (D.O.U) de 13/10/2016, o CNPE instituiu este GT com a finalidade de propor ao Conselho diretrizes gerais relativas à política energética para as atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural (P&G). A Resolução estipulou um prazo de 120 dias, contados a partir de sua publicação, para a apresentação do relatório final.

Em vista das mudanças ocorridas no Poder Executivo após a aprovação da criação do GT no âmbito da 32ª Reunião Ordinária do CNPE, que levaram a atrasos na publicação da Portaria e, posteriormente, nas indicações de titulares e suplentes para formação do Grupo, o MME tomou a iniciativa de propor ao Conselho a prorrogação do prazo em mais 90 dias para a apresentação do relatório final, o que terminou ocorrendo por meio da Resolução CNPE nº 03/2017.

CONTEXTUALIZAÇÃO

Considerando que:

- compete ao Ministério de Minas e Energia explicitar as políticas e diretrizes a serem implementadas no planejamento e nos procedimentos licitatórios visando a atração de investimentos e o aumento das reservas e da produção nacional de petróleo e gás natural;
- a incorporação de reservas decorrentes dos resultados de pesquisas exploratórias de petróleo e gás natural ocorre após longo período de maturação;
- o Brasil possui potencial petrolífero ainda por desenvolver;
- os combustíveis fósseis sofrem crescente competição de outras alternativas energéticas;
- o Brasil concorre globalmente por investimentos em exploração e produção;
- compete à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e da Lei 12.351, de 2010, implementar a Política Brasileira de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e promover estudos técnicos visando à delimitação de blocos para outorga das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;
- compete à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, subsidiar o planejamento do setor energético, identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos, promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil;

Com base nessas considerações, inseridas na minuta de resolução em comento, o GT dividiu o trabalho em temas transversais (relacionados a assuntos que perpassam os diversos ambientes), em áreas foco (que se referem aos diferentes ambientes do setor) e em aspectos regulatórios, contratuais e fiscais, do modo como esquematizado no quadro adiante.



* Responsabilidade Social Corporativa - CSR

Além da divisão acima, foram identificados também desafios específicos que devem ser considerados neste trabalho. Assim, cabe ao GT propor diretrizes para o curto, médio e longo prazos com vistas a superar esses desafios, detalhados adiante, e estabelecer a nova política brasileira de E&P, em substituição àquela vigente há mais de 13 anos.

Preço do Petróleo

O mundo passa por turbulências e transformações que têm provocado fortes oscilações no preço do petróleo no mercado internacional nos últimos anos, culminando com uma forte baixa a partir do segundo semestre de 2014 (conforme gráfico adiante). Parte dessas transformações associa-se a redução da demanda (em virtude, entre outros, da desaceleração do crescimento da economia Chinesa) e também à revolução na produção de óleo e gás natural nos Estados Unidos a partir dos folhelhos (*shale*, em inglês), resultando no aumento da oferta e provocando um excedente produtivo.

Previsões de preço para o petróleo não gozam de unanimidade, mas o atual cenário econômico mundial tem influenciado negativamente os preços dessas *commodities* e pode ainda reduzir sua volatilidade futura.



Dessa forma, entende-se que o GT, levando em consideração as contribuições advindas da Consulta Pública, deva se debruçar sobre esse tema, avaliando a pertinência de inclusão de diretrizes de adequação dos contratos. Mecanismos de atenuação dos impactos de variação dos preços do petróleo e do gás natural também devem ser avaliados, como por exemplo, tabelas progressivas (concessão e partilha), com vistas a ampliar a atração de investimentos para o setor e/ou de promoção da adequada monetização das reservas existentes, sempre resguardando os interesses nacionais.

Matriz Energética Nacional e Mundial

Na atual conjuntura mundial, os segmentos de gás natural e de distribuição de combustíveis (*downstream*) estão passando por mudanças profundas. O gás natural vem se apresentando como combustível de transição entre os combustíveis fósseis e outras alternativas energética, dentre as quais os biocombustíveis, que vem ampliando sua relevância. Dado o cenário de economia de baixo carbono que se projeta, as propostas de ações para a nova política de E&P devem considerar tal conjuntura e possibilitar o aumento da oferta de gás natural ao mercado.

Uma consequência dessa mudança de paradigma mundial aponta para uma gradual redução da participação dos combustíveis fósseis na matriz energética de vários países, acarretando também em uma possível redução do interesse global na atividade de exploração e produção de petróleo. Corroborar essa visão os compromissos do Acordo de Paris - 21ª Conferência das Partes - COP21, da UNFCCC, de 2016¹.

Ambiente de Negócios Nacional

Diante dessa conjuntura e do fato de que temos grandes recursos já identificados, mas ainda por desenvolver, acredita-se que o GT deva estudar e propor mecanismos que possibilitem a aceleração das

¹ Após a aprovação pelo Congresso Nacional, o Brasil concluiu, em 12 de setembro de 2016, o processo de ratificação do Acordo de Paris. O país assumiu compromisso de “reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, com uma contribuição indicativa subsequente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030. Para isso, o país se compromete a aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética para aproximadamente 18% até 2030, restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas, bem como alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030” (<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>).

atividades de exploração e produção do petróleo e do gás natural no Brasil, resguardando os interesses nacionais.

No momento atual, o Governo vem trabalhando para a atração de investimentos em nossos setores produtivos, como forma de reduzir o desemprego que assola expressiva parcela da população economicamente ativa, incluindo aí o setor petrolífero, dada sua importância no PIB. Corrobora, nesse sentido, a aprovação da Lei 13.365, de 29/11/2016, que faculta à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima no regime de partilha de produção. Também nessa linha, a revisão das obrigações de CL sinaliza uma medida positiva para a indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural. Há que se destacar, ainda, a iminente renovação do REPETRO, a retomada de realização das rodadas de licitações em 2017 (encontram-se programados quatro certames neste ano), o inédito planejamento antecipado das rodadas de 2018 e 2019 e o lançamento dos programas, conduzidos pelo MME, como “REATE”, “Gás para Crescer”, “Combustível Brasil” e “RenovaBio”.

Concernente ao REPETRO, entende-se que o Regime Especial seja um importante instrumento para aumento da atratividade das rodadas, uma vez que possibilita a desoneração de investimentos principalmente da fase exploratória, onde o risco de insucesso é elevado. A citada medida, somada a outras em andamento, buscam melhorar o ambiente de negócios no País para permitir maiores investimentos do setor privado nas atividades de exploração e produção de P&G. Nesse sentido, é oportuno o debate para que os incentivos fiscais e o arcabouço regulatório atraiam investidores na fase exploratória em todos os ambientes de E&P. Medidas semelhantes são adotadas por vários países que concorrem para a atração de investimentos, onde as atividades exploratórias são submetidas a regimes tributários específicos, com a eliminação de impostos indiretos antes da produção do óleo.

Questões Ambientais

Dentre os fatores mais relevantes para o planejamento das atividades de exploração e produção de óleo e gás, está a previsibilidade e a possibilidade de permanente acompanhamento do processo de licenciamento ambiental. Nesse sentido, o mapeamento prévio dos impactos socioeconômicos da área a ser licitada, antes da oferta dos blocos, e a definição de condicionantes das licenças ambientais estritamente ligadas aos empreendimentos e direcionadas à mitigação dos impactos ambientais mais relevantes (nexo causal) são pontos de fundamental importância para tornar o processo de licenciamento ambiental mais ágil, previsível e transparente.

Assim, no intuito de contribuir para alavancar as ações de licenciamento ambiental, na mesma linha da decisão de manifestação conjunta entre a ANP e o IBAMA, constante da Resolução CNPE nº 8, de 2003, houve avanços nas tratativas entre o MME e o Ministério do Meio Ambiente - MMA que resultaram na edição da Portaria Interministerial nº 198, de 5 de abril de 2012, que instituiu a AAAS, disciplinando sua relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas e terrestres, e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades.

O sucesso na implementação das AAASs deve permitir um processo de licenciamento ambiental mais célere e previsível, contribuindo para a atratividade do setor. Parta tanto, é necessário que se dinamize o processo de contratação dos Estudos de Avaliação de Área Sedimentar (EAAS) já iniciados (Solimões e Sergipe-Alagoas/Jacuípe) e que se priorize na sequência os estudos das bacias mais relevantes para o setor. Para

tal, espera-se que as equipes relacionadas ao processo de licenciamento ambiental estejam munidas de infraestrutura e quantitativo de pessoal compatível com as demandas e complexidades inerentes ao setor.

Conteúdo Local

Os estudos relativos à Política de Conteúdo Local estão sendo conduzidos atualmente no âmbito do “Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural – PEDEFOR” (Decreto nº 8.637/2016), sob coordenação do MDIC, com o intuito de definir a forma de tratamento desse tema nas próximas rodadas de licitações de campos marginais, áreas unitizáveis e de blocos exploratórios.

Até o momento, houve consenso entre os integrantes dos Comitês que compõem o Programa em relação às exigências de Conteúdo Local (CL) nas áreas unitizáveis, onde não poderá haver exigências adicionais em relação às áreas adjacentes já contratadas, nas áreas com acumulações marginais, cujo CL não mais será exigência contratual a partir da 4ª Rodada de Acumulações Marginais em 2017, e nas demais licitações previstas para 2017 (14ª Rodada de Licitações e 3ª Rodada de Partilha).

Dessa forma, espera-se que as tratativas continuem ocorrendo no âmbito do PEDEFOR, como forma de garantir que o tema atinja um contexto mais amplo de uma política industrial. Assim, no âmbito deste GT, considerou-se dispensável a inclusão de diretrizes para o tema.

AÇÕES

Com o propósito de assegurar que as medidas a serem propostas venham contemplar os cenários de curto, médio e longo prazo, o GT foi conduzido tendo como base os pontos relatados na contextualização, assim como nos trabalhos realizados pelo GT anterior (instituído pela Portaria MME nº 451, de 24 de setembro de 2015).

Foram realizadas reuniões técnicas, com a presença dos membros do GT, com o objetivo de se construir a estratégia para definição das diretrizes e ações necessárias e possíveis de serem implementadas.

O GT contou, também, com apresentações realizadas pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP e pela Petrobras, quando foram indicadas as principais ponderações e sugestões daqueles agentes.

Ainda, considerando-se a necessidade de desenvolvimento da indústria nacional (operadores, financiadores e fornecedores de bens e serviços), a atratividade e a competitividade dessa indústria, bem como a sustentabilidade e a continuidade de investimentos no setor, o MME realizou consulta a mais de 70 (setenta) entidades, entre empresas operadoras, prestadores de serviço e entidades representantes, de modo a poder calibrar as diretrizes que serão propostas ao CNPE. A consulta sugeriu os seguintes temas vistos como relevantes para o setor: ritmo de oferta de blocos nas licitações, necessidade de flexibilidade regulatória, processo de licenciamento ambiental, descomissionamento de instalações, dentre outros que venham a ser julgados pertinentes nesse contexto.

Na sequência, o MME realizou a consolidação das contribuições e reduziu a termo, na forma deste Relatório os anseios e problemas externados pelos agentes de mercado.

TEMAS TRANSVERSAIS NA REVISÃO DA POLÍTICA DE E&P

Apresentam-se adiante alguns temas transversais considerados prioritários pelo MME e que foram tratados no âmbito deste GT. Estes balizam algumas das diretrizes apresentadas ao final deste documento. Espera-se que, por meio desta Consulta Pública, estes temas, bem como outros que possam ser elencados, estejam refletidos na política de E&P a ser proposta pelo GT.

O que se busca é a definição de diretrizes políticas que consigam atrair e manter investimentos, que estes venham de uma maior pluralidade de agentes, que os agentes sejam ativos no cumprimento de suas obrigações e no empreendimento de suas atividades e que o façam de forma célere, efetiva (usando melhores práticas e tecnologias de ponta) e diligente, no que diz respeito ao meio ambiente e a sociedade.

Além do exposto, é também relevante que o País monitore o êxito da política de E&P por meio do acompanhamento de índices relevantes para o setor, como por exemplo a relação entre as reservas e a produção de petróleo e gás natural (R/P), o tempo entre adjudicação de área e início de produção.

Faz-se mister ainda o incremento do conhecimento geológico de nossas bacias sedimentares, com vistas à quantificação do nosso real potencial petrolífero.

Ao mesmo tempo deve-se acompanhar as iniciativas globais para atração de investimento de E&P, mantendo, assim, a competitividade brasileira na atração desses recursos.

O potencial de excedente na produção de petróleo em relação ao necessário para o abastecimento interno do país poderá tornar o Brasil um destaque no mercado mundial de petróleo, o que pode ser útil nas relações internacionais. Entretanto, a política de aproveitamento dos recursos de petróleo e gás natural não pode desprezar a importância de se manter no longo prazo a segurança de suprimento de petróleo e ampliar o suprimento para o mercado de gás natural.

Previsibilidade + Estabilidade (Trazer/Manter)

É notório que a manutenção da produção nacional depende, primariamente, do sucesso na aquisição das áreas não contratadas, para que isto aconteça é fundamental que consideremos as concorrências internacionais na atração de investimentos para o setor petrolífero.

O planejamento das áreas e as respectivas ofertas de blocos devem levar em conta os riscos de descontinuidade das atividades exploratórias, uma vez que eventuais ausências prolongadas de novas licitações podem levar ao encerramento das atividades de algumas empresas, e à dificuldades de retomada, quando fossem novamente demandadas, gerando, por consequência, desemprego e impactos sociais negativos.

A maneira mais eficaz de evitar a descontinuidade das atividades exploratórias é estabelecer um calendário de rodadas. O MME propõe que este calendário contemple planos plurianuais, de até 5 anos, para as licitações e que estes contemplem nomeações de áreas, além de outros fatos novos relevantes. Este plano deve contemplar blocos exploratórios, *onshore* e *offshore*, nas diversas bacias brasileiras, incluindo bacias maduras, de nova fronteira e a área do Pré-sal.

A atratividade e a sustentabilidade dos investimentos no atual contexto da economia mundial e de preços das *commodities* do setor petrolífero são, sem dúvida, os principais desafios a serem equacionados na nova política para o setor. Nesse sentido, a criação de mecanismos contratuais de atenuação dos efeitos do preço do petróleo e do gás natural na atração de investimentos faz-se premente.

Concorre ainda, em relação à atratividade, a adoção de mecanismos de desoneração de investimentos, dado que a tributação de investimentos de risco e/ou a criação de reservas de mercado são sabidamente fatores negativos para investidores do setor.

Cita-se, como exemplo, o que ocorre com algumas das províncias petrolíferas brasileiras, como o Pré-sal, cujo potencial para novas descobertas não encontra correspondente no mundo atualmente. Mesmo assim, a competitividade destas áreas pode ser comprometida em relação a outras não tão pujantes (México, Nigéria, Golfo do México americano, leste da África, etc.), caso os investimentos em exploração e desenvolvimento forem submetidos a tributação e/ou custos excessivos.

Outro fator importante para a atração de investimentos seria a simplificação dos contratos nos casos em que os empreendimentos apresentem menor complexidade do ponto de vista de riscos geológicos e/ou ambientais e pequena produção (especialmente bacias maduras terrestres). Essas áreas normalmente atraem empresas de pequeno porte que não contam com assessores jurídicos próprios e sua adequação às exigências de contratos complexos, com consequente custo elevado, pode inviabilizar investimentos.

As incertezas envolvidas nesse processo deverão ser consideradas no planejamento das áreas e na seleção de blocos para a oferta de contratos de exploração e produção, afetando, portanto, a trajetória prospectiva de produção de petróleo e gás natural.

Economicidade/Flexibilidade (Desenvolver)

Quando se fala em desenvolvimento da indústria nacional associada ao setor petrolífero, não se pensa somente na indústria operadora, mas também naquela associada ao fornecimento de bens e serviços e ainda naquela financiadora dessas atividades.

Nesse sentido há duas vertentes que devem ser perseguidas. A primeira seria a busca por uma pluralidade maior de agentes, incluindo operadores, fornecedores e investidores. A segunda diz respeito a criação de um conjunto de condições regulatórias, fiscais e contratuais que incentivem e estimulem as empresas operadoras a desenvolverem ao máximo os recursos energéticos, buscando atingir o pleno potencial petrolífero das áreas contratadas.

Estas condições deverão ser adequadas aos diferentes tipos de áreas, considerando suas características geológicas e operacionais. Tratamentos específicos devem facilitar o pleno desenvolvimento do potencial petrolífero e, consequentemente, transformar este potencial em desenvolvimento socioeconômico.

Assim, acredita-se que toda indústria nacional deve se beneficiar da expansão do setor de petróleo e gás natural. A participação da indústria fornecedora, a seu modo, deve ser feita com qualidade, eficiência e a preços competitivos, mas que não seja uma barreira à expansão do setor. Deste modo, as exigências de conteúdo local no fornecimento de bens e serviços devem ser criteriosas, incentivando a participação nacional com qualidade e competitividade.

Espera-se que as ações específicas para a competitividade da indústria advenham do PEDEFOR. Entretanto, mantém-se como diretriz na nova política de E&P o incentivo a uma maior pluralidade de agentes da indústria fornecedora, visando ampliar a competitividade no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Maximização da Recuperação dos Recursos *In Situ* dos Reservatórios (Otimizar)

O aproveitamento dos recursos de óleo e gás natural existentes no subsolo brasileiro configura-se como um potencial fundamental para o desenvolvimento econômico e social do País. Neste sentido, além do estímulo às atividades econômicas relacionadas à cadeia petrolífera deve-se destacar a importância da distribuição de parte da renda gerada e a aplicação em setores da base do desenvolvimento social, como educação e saúde.

Entende-se que a questão relacionada ao fator de recuperação médio dos campos nacionais pode contribuir nesse processo. O fator de recuperação, em linhas gerais, varia de acordo com a natureza dos reservatórios (porosidade / permeabilidade das rochas) e com as características do petróleo (maior ou menor densidade / viscosidade do óleo).

A lógica da maximização da recuperação dos recursos *in situ* dos reservatórios de P&G do subsolo brasileiro remete ao interesse da União de otimizar o aproveitamento econômico dos recursos já identificados e daqueles que venham a ser descobertos. Dadas essas considerações, entende-se que a média nacional de recuperação é ainda muito baixa (cerca de 20%) e que, dependendo de eventuais incentivos a serem adotados no País, pode-se avançar no sentido de aumentar esta taxa de recuperação. Cita-se, como exemplo, o que o Reino Unido vem fazendo no Mar do Norte, onde a média de recuperação dos campos situa-se na faixa de 30% a 40% do volume *in situ* e os programas governamentais em desenvolvimento no país buscam um aumento do fator que chegue aos 60%.

Considera-se que produtores de óleo e gás devem ter regras claras e incentivos para otimizar o fator de recuperação dos campos, ou seja produzirem “até a última gota”. As barreiras que se lhes aparecem têm origem técnica, econômica ou ambas. No que tange às ações governamentais, aumentar o fator de recuperação é uma questão de se criar o arcabouço e os incentivos corretos para suplantar essas barreiras e incentivar os produtores a reavaliarem os limites pré-concebidos. Apesar dos notáveis desafios, a aplicação de técnicas de recuperação secundária, terciária e/ou avançada (*IOR* e *EOR* nas siglas em inglês) vem cada vez mais se difundindo globalmente, visto a contrapartida econômica desses investimentos. Face a isto, iniciativas governamentais em diversos países (como Canadá, EUA, Reino Unido etc), que poderiam ser replicadas no Brasil, vêm surgindo com o objetivo de incentivar a aplicação de *IOR/EOR* pelos operadores.

Nesse sentido, é importante pontuar a necessidade de se aumentar a atratividade de projetos de extensão da vida útil dos campos. Isso vale especialmente para os campos com contratos de concessão mais antigos (especialmente os da Rodada Zero), que podem ter especial necessidade de incentivos dada a maturidade das instalações e dos reservatórios, de forma que estes ganhem competitividade em uma carteira global de investimentos.

Assim, se propõem incentivar a produção adicional destes campos maduros, considerando a contrapartida de execução de um robusto plano de investimentos. Com isso, estabelece-se uma relação de positiva, onde o Estado se apropriará de recursos que só seriam possíveis com os novos investimentos.

Tecnologia (Inovar)

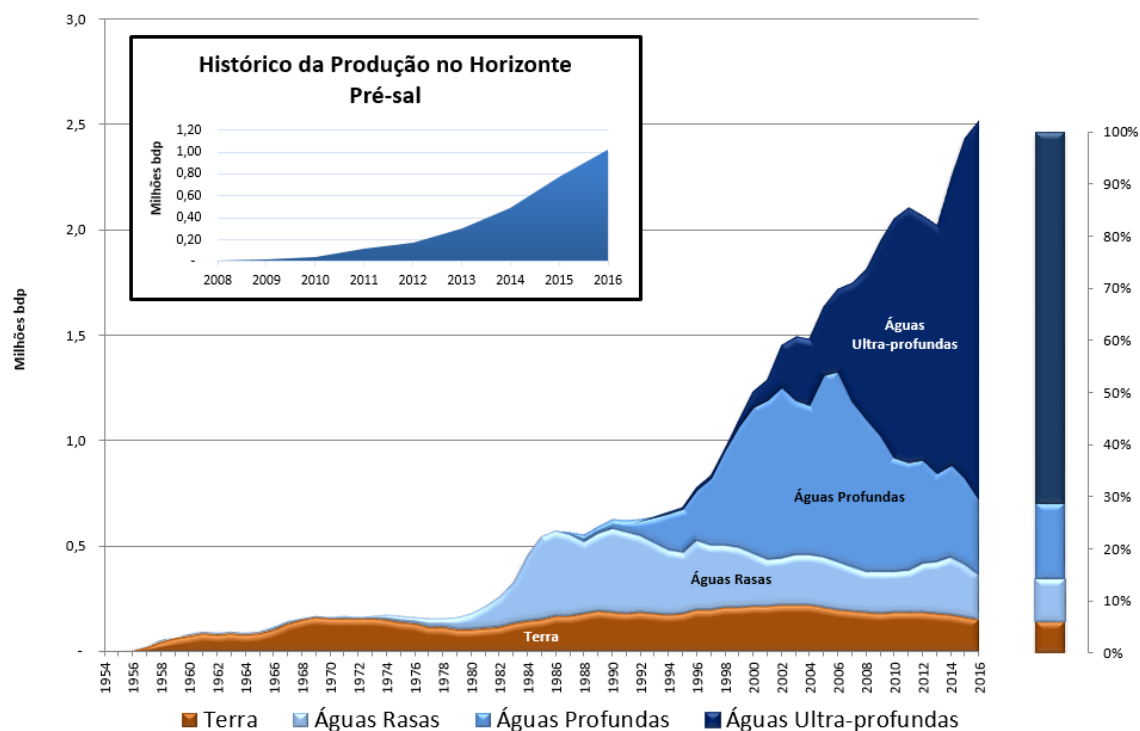
A nova Política para o setor deve preocupar-se ainda, transversalmente, em estimular a criação e adoção de novas tecnologias nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de modo a possibilitar a melhoria na identificação e mapeamento de prospectos, a elevação do fator de recuperação médio das jazidas e o aproveitamento racional dos recursos do subsolo nacional.

Diante do notável potencial associado aos recursos não-convencionais (RNC), tendo em vista a revolução que provocou nos EUA, é recomendado que o Governo trate a questão como estratégica e avalie a viabilidade de aproveitamento do potencial nacional. Deve-se lembrar que essa denominação (não-convencional) não é estanque no tempo, mas que evolui à medida que se desenvolve novas tecnologias para aproveitamento dos recursos energéticos. Assim a regulação com vistas ao desenvolvimento tecnológico e industrial deverá ser o principal direcionador na política para o setor. Esta questão é bem ilustrada pela produção de petróleo em águas profundas. Até a década de 80, o petróleo situado em lâminas d'água acima de 400 metros era considerado não-convencional, pois as tecnologias disponíveis não viabilizavam sua produção. Atualmente, os reservatórios em águas profundas, como os do Pré-sal, não enfrentam mais barreiras tecnológicas para sua produção, possibilitando que cerca de 35% da produção mundial *offshore* de petróleo advenha deste ambiente exploratório.

Também nos EUA, as técnicas de recuperação aprimoradas para aplicação em reservatórios não convencionais (rochas de baixa permo-porosidade), hoje vem sendo aplicadas em reservatórios convencionais como forma de aumentar o fator de recuperação nestes ativos maduros.

O gráfico adiante, que mostra a evolução da produção nacional de petróleo de acordo com o ambiente onde é produzido, permite uma avaliação da relevância do desenvolvimento de novas tecnologias voltadas para o incremento da produção, notadamente aquelas relacionadas à produção em águas ultra profundas, considerada como RNC há não muito tempo atrás. Lembra-se também que grande parte dos reservatórios mundiais de petróleo pesado também era considerada como RNC até há poucos anos.

Evolução da Produção de Petróleo Brasileira



Para incentivar a adoção de novas tecnologia de imageamento, operação e recuperação, para citar algumas, poderia ser considerada a alternativa de utilização dos recursos da cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da ANP, com vistas ao financiamento de projetos tecnológicos potencialmente capazes de alavancar investimentos no setor e auxiliar o pleno desenvolvimento de nossos recursos energéticos.

No entanto, a administração de um volume tão expressivo de recursos tem se mostrado desafiadora e a ANP tem se preocupado cada vez mais com o impacto da aplicação dos investimentos tecnológicos na indústria, fato esse percebido na instituição do Regulamento ANP nº 3/2015, que revê as regras de aplicação dos recursos da cláusula e prevê a possibilidade de maior envolvimento da Agência e do Governo Federal no direcionamento dos recursos para áreas que, de fato, contribuam para o desenvolvimento e modernização do setor de petróleo e gás no Brasil.

Ambiental + Responsabilidade Social Corporativa (Respeitar/Colaborar)

Relativamente à questão ambiental, tema de fundamental importância em relação à atratividade e sustentabilidade dos investimentos, o setor tem apontado a necessidade de convergência entre o órgão ambiental federal, responsável pela concessão da licença ambiental e a ANP, especialmente em relação aos prazos, bem como com outras instituições intervenientes no processo de licenciamento (especialmente *onshore*), como os Órgãos Estaduais de Meio Ambiente - OEMAs, o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional - IPHAN, a Fundação Cultural Palmares – FCP e a Fundação Nacional do Índio – FUNAI, além dos órgãos gestores de unidades de conservação .

A Resolução CNPE nº 8/2003 prevê que a seleção de áreas para as licitações deve adotar eventuais exclusões por restrições ambientais, sustentadas em manifestação conjunta da ANP, do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA e de Órgãos Ambientais Estaduais.

Já a Portaria Interministerial MME-MMA nº 198/2012², que instituiu as Avaliações Ambientais de Área Sedimentar – AAAS, prevê que devam ser levados em conta no planejamento de áreas para contratação, as conclusões dessas avaliações. O cronograma de avaliações (AAAS) será definido pelos MMA e MME, conforme estabelecido na citada Portaria Interministerial, e deverá obedecer uma priorização cronológica considerando o planejamento do setor energético.

As primeiras bacias selecionadas para esse processo são a de Solimões (*onshore*) e a de Sergipe/Alagoas-Jacuípe (*offshore*). Para tanto, foram constituídos os respectivos Comitês Técnicos de Acompanhamento – CTA, por intermédio das Portarias Interministeriais MME/MMA nºs 621 e 622, de 18 de novembro de 2014. A contratação de serviços de consultoria para realização da avaliação ambiental da área sedimentar da bacia do Solimões está a cargo da EPE, enquanto a avaliação ambiental das bacias de Sergipe/Alagoas e Jacuípe será executada pela ANP.

No entanto, dada a dimensão das áreas sedimentares e o tempo necessário para a condução de cada avaliação, a Portaria Interministerial não determina a sua realização como condicionante para a continuidade da oferta de blocos exploratórios no País ou como requisito para o licenciamento ambiental de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Ao contrário, a norma estabelece regras claras, em seu Capítulo XII, para a continuidade das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, em sua fase de transição, até que se complete o processo de avaliação ambiental das bacias sedimentares brasileiras relevantes para a atividade de E&P. De fato, este é o modelo que perdura desde 2012, haja visto que ainda não foi concluído nenhuma AAAS.

Portanto, para as áreas que ainda não tenham concluído o processo de AAAS, a Portaria prevê que as avaliações sobre possíveis restrições socioambientais serão sustentadas por manifestação conjunta de entidades ligadas aos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente, complementadas, no que se refere a bacias sedimentares terrestres, por pareceres emanados dos, com competência para o licenciamento ambiental na área em questão. Assim sendo, a viabilidade ambiental das atividades de exploração e produção será sustentada por manifestação prévia dos órgãos ambientais e garantida pelas exigências do licenciamento.

Cumprir destacar que, para o ambiente marinho e zona de transição terra-mar, o setor tem suas atividades de licenciamento reguladas pela Portaria MMA nº 422, de 26 de outubro de 2011, a qual é reconhecida como marco do licenciamento ambiental para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nos citados ambientes. Essa Portaria, construída no âmbito do PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural, instituído pelo Decreto nº 4.925, de 19 de dezembro de 2003) é reconhecida como meritória, ao estabelecer ritos objetivos e específicos aplicados às diversas tipologias de atividades.

² De acordo com a Resolução CNPE nº 8, de 2003, cabe à ANP “selecionar áreas para licitação, adotando eventuais exclusões de áreas por restrições ambientais, sustentadas em manifestação conjunta da ANP, do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA e de Órgãos Ambientais Estaduais”. Já a Portaria Interministerial MME/MMA nº 198, de 2012, estabelece em seu Art. 27 que “as áreas nas quais serão admitidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, enquanto ainda não forem submetidas à AAAS, conforme estabelecido nesta Portaria, serão definidas a partir de manifestação conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente, de acordo com diretriz estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE”. Em termos práticos, as manifestações conjuntas, previamente às Rodadas de Licitações de Blocos Exploratórios, vêm sendo acordadas entre a ANP e o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de óleo e Gás-GTPEG, composto pelo MMA, Ibama, ICMBio e, mais recentemente, também pela ANA.

Já no ambiente terrestre (*onshore*), cumpre aos OEMAS estabelecerem o arcabouço legal aplicável ao licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no referido ambiente, conforme competência legal.

Merece destaque ainda, dada sua relevância na atração de investimentos para o setor, a nova “Lei Geral de Licenciamento” que se encontra em construção, a qual, espera-se, possa otimizar e ampliar a transparência e a previsibilidade desse processo.

Os compromissos das empresas, relativamente à responsabilidade social corporativa (CSR, na sigla em inglês), poderiam ser usados para se obter destas o comprometimento em relação a uma atuação responsável e sustentável no setor petrolífero nacional. Podem ser enquadradas nesse tema, por exemplo, as questões relativas ao envolvimento com as comunidades locais, impacto social, questões ambientais, de segurança operacional e outras.

AREAS FOCO NA REVISÃO DA POLÍTICA DE E&P

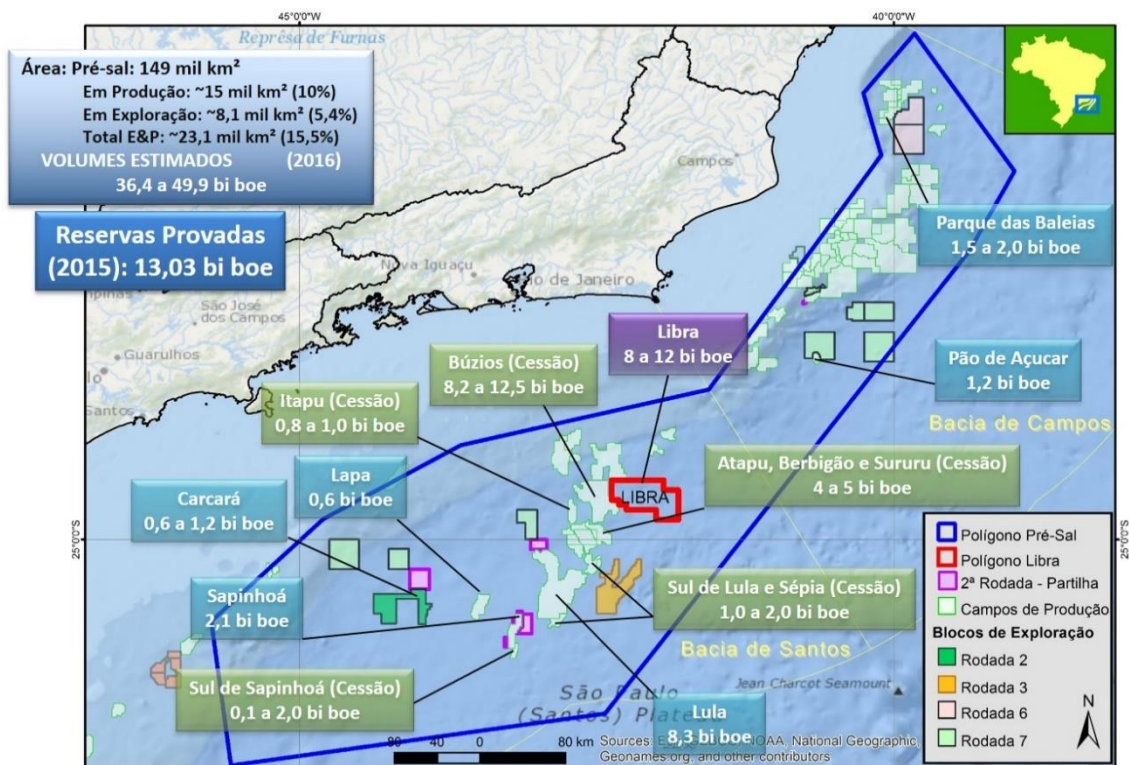
A seguir são detalhadas algumas áreas foco propostas pelo MME para serem tratadas nos trabalhos do GT em comento, as quais, juntamente com os temas transversais prioritários, dão origem às diretrizes elencadas no final deste documento e também à proposta de resolução CNPE.

Pré-sal

As descobertas de volumes expressivos de petróleo e gás natural nas bacias costeiras do sudeste do País, nos reservatórios do Pré-sal, que indicam volumes recuperáveis contingentes de até 50 bilhões de barris de óleo equivalente (vide mapa abaixo), sob contrato de concessão, cessão onerosa ou de partilha da produção, demonstram o potencial brasileiro.

As áreas remanescentes no Polígono do Pré-sal (Lei 12.351/2010) podem representar uma oportunidade ímpar para a atração de investimentos expressivos, dependendo do modo como venham a ser licitadas. Importante passo, como já mencionado, foi a aprovação da Lei que libera a Petrobras da condição de operadora única na modalidade de partilha de produção (aplicada para novas áreas internas a esse Polígono).

A previsão de investimentos para as atividades de exploração e desenvolvimento da produção define o ritmo do desenvolvimento da produção dos recursos petrolíferos já descobertos. Considerando os recursos contingentes atribuídos ao Pré-sal, a análise da previsão de investimentos nesta província petrolífera é fundamental para a tomada de decisões governamentais em torno da oferta de áreas da União para a exploração e produção de petróleo e gás natural.



Estimativa de recursos petrolíferos recuperáveis nos reservatórios do Pré-sal, em áreas contratadas nos regimes de concessão, cessão onerosa e partilha da produção. (Fonte: Petrobras, MME e ANP, 2017).

Espera-se grande interesse mundial em áreas licitadas nesta província, cujo desenvolvimento é custoso requerendo vultuosos investimentos. Para garantir o melhor aproveitamento de todo o potencial do Pré-sal em prol da sociedade brasileira, faz-se premente a aceleração da monetização desses recursos, o que pode ocorrer com um adequado ritmo de oferta dessas áreas.

PADs Contingentes

O Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) de petróleo ou gás natural é um documento preparado pelo concessionário a qualquer tempo, na fase de exploração ou na fase de produção, quando houver decisão de avaliar a descoberta. A elaboração e entrega do PAD deve estar de acordo com a Resolução ANP nº 30/2014.

Informações da Agência informam que existe uma quantidade apreciável de PADs que se encontram com as atividades paralisadas pelos contratados do setor, à espera de melhores condições técnico-econômicas para seus projetos. De modo a propiciar seu desenvolvimento, entende-se que possam ser estabelecidas medidas, no âmbito da Política em comento, que venham a estimular o aproveitamento racional desses recursos.

Onshore (Atividades em Terra)

O MME patrocinou recentemente o lançamento do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), em evento realizado em Salvador (BA). O objetivo do programa é criar sinergias entre os produtores, fornecedores e financiadores para aumentar a atividade terrestre de exploração e produção em todo o País, visando uma indústria de E&P terrestre

forte e competitiva, com produção crescente e com pluralidade de operadores e fornecedores de bens e serviços.

A iniciativa teve origem no pleito da ABPIP (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo & Gás) junto ao MME de ações coordenadas para estimular a atividade de E&P em bacias terrestres maduras. O MME, por sua vez, vislumbrou o potencial de expandir o projeto para todas as bacias terrestres nacionais que tenham prospectividade. O objetivo é não apenas o aumento da produção em bacias terrestres maduras, mas também estimular o aumento das atividades de exploração e desenvolvimento em províncias petrolíferas terrestres novas ou pouco desenvolvidas.

A atual produção *onshore* no Brasil é de 143 mil barris diários de óleo e 26 milhões m³/dia, em 8 estados. A proposta do REATE é que essa produção possa voltar a crescer e contribuir diretamente para o desenvolvimento regional dos estados e municípios envolvidos. Espera-se que o sucesso do modelo de monetização do gás natural na Bacia do Parnaíba possa ser levado a outras bacias e que o sucesso exploratório em áreas remotas ou de fronteira exploratória também possa ser monetizado de forma célere e responsável. Nesse sentido, a nova política de E&P deve buscar formas de viabilizar essas expectativas.

Acredita-se que a iniciativa pode ajudar a levar a exploração e produção para outros estados da Federação, gerar mais de 10 mil novos empregos diretos e indiretos e movimentar a economia de centenas de municípios. Também é uma meta do programa aprimorar o ambiente de produção competitiva de gás natural, de modo a dar suporte a um desenvolvimento industrial regional, notadamente nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Norte do Brasil.

Áreas Maduras

A grande maioria das bacias consideradas maduras no Brasil são terrestres. A exploração de petróleo e gás natural em bacias terrestres maduras costuma ser menos atraente para empresas de grande porte, uma vez que o *overhead* destas é alto, contrapondo-se à produção normalmente baixa dos ativos destas bacias.

No entanto, ativos maduros tendem a ser atraentes ao portfólio de empresas de pequeno e médio porte, com *overhead* relativamente mais baixo e mais ágeis em suas estratégias. Estas empresas tem o potencial de gerar emprego e renda, minimizando eventuais problemas sociais que o desinvestimento de empresas de grande porte poderiam causar. Este movimento de cessão de ativos de empresas de grande porte para empresas médias, e destas para empresas pequenas, é natural na indústria de petróleo mundial e se repete em todas as bacias maduras onde prevalecem condições de mercado nas transações comerciais. Esta transição é positiva pois estimula a economia local, gera impostos e permite alongar a vida útil dos campos maduros e obter o máximo aproveitamento dos recursos petrolíferos existentes. Isto contribui para o aumento da arrecadação de royalties e Imposto Sobre Serviço - ISS destinados aos municípios, principalmente aqueles do nordeste brasileiro onde estão as principais bacias maduras do País.

Relativamente às áreas inativas com acumulações marginais, normalmente associadas às áreas terrestres de bacias maduras, as quais estejam em processo de devolução, a presente minuta de Resolução propõe que a ANP fique pré-autorizada a licitá-las. Entende-se, pelo termo acumulações marginais, as ocorrências conhecidas de hidrocarbonetos, que tenham apresentado produção ou não, com volumes atuais in situ pouco significativos e cujo escopo da concessão está voltado para a realização de atividades de reavaliação e confirmação da comercialidade destas acumulações.

O portfólio deste tipo de áreas na ANP é composto, em sua grande maioria, por devoluções feitas pela Petrobras por ocasião da Rodada Zero. Além disso, há um número crescente de campos em processo de devolução, alguns devido às cobranças da Agência para realização de investimentos e outros por real intenção do operador em devolver a concessão, por motivos diversos, dentre eles o de priorizar seus campos de maior lucratividade.

De acordo com a cláusula 3.4 do Contrato de Concessão para exploração e produção de gás natural (versão da 12ª Rodada), a extinção do contrato, por qualquer causa, obriga o concessionário a imediatamente devolver toda a área de concessão à ANP. Além disso, por força da cláusula 18.9, se a Agência desejar que quaisquer poços, instalações ou equipamentos não sejam objeto de abandono, remoção ou desativação, de modo a preservar a viabilidade comercial da produção marginal, deve tornar-se responsável por esses bens.

A imprevisibilidade quanto à realização de rodadas e também quanto à possibilidade de inclusão da área que aguarda devolução entre as que serão ofertadas, dificulta a tarefa da ANP de definir, por exemplo, quais poços devem ser arrasados antes da devolução.

Com vistas a equacionar as questões referentes ao tempo de decisão da ANP para o abandono de poços e desativação de instalações, e também seguir a decisão do CNPE de criar incentivos para empresas de pequeno e médio portes (EPMs), faz-se necessário o desenvolvimento de um modelo de licitação ágil para estas áreas, guiado pelo imperativo da proporcionalidade.

Para que efetivamente se implemente um modelo mais ágil, os procedimentos licitatórios tradicionais dificilmente poderão ser aplicados. Nestes casos, recomenda-se a criação de procedimento de licitação simplificado.

Ressalta-se que a ANP já realiza este tipo de procedimento nos Leilões de Biodiesel, necessitando apenas de adaptação para campos devolvidos. Além disso, outra mudança verificada na minuta do Contrato é a metodologia de classificação dos licitantes, que será definida exclusivamente em função do valor ofertado a título de Bônus de Assinatura, favorecendo a utilização do modelo de pregão eletrônico.

Assim, no âmbito do GT espera-se que se elejam diretrizes que contribuam para o desenvolvimento das áreas maduras e que encampem também as seguintes frentes estratégicas oriundas do REATE: consolidação, atração e diversificação de operadores; adequação regulatória e disponibilidade de bens e serviços.

O desenho de um modelo licitatório mais ágil deve se aplicar também aos blocos exploratórios que foram devolvidos, bem como aos campos devolvidos ou em processo de devolução, da forma como preconizada no art. 4º da presente proposta de resolução CNPE. Trata-se de uma extensão de abrangência do escopo de decisão da ANP, que poderá adotar modelos simplificados de oferta para áreas que já contaram previamente com a autorização de oferta pelo CNPE.

Gás Natural

No que tange ao gás natural, propõe-se como diretriz principal a ampliação da participação competitiva da produção doméstica na oferta total de gás natural ao mercado. Entretanto, a produção de petróleo e gás natural *per se* não garante o incremento da oferta de gás nacional em um ritmo que amplie a sua participação no mercado brasileiro.

Além do crescimento previsto da demanda, por outro lado, apenas parte do volume de gás natural produzido se torna oferta disponibilizada ao mercado, uma vez que são deduzidas as parcelas relacionadas à injeção, perdas/queima, consumo próprio do E&P e absorção em UPGNs. No Brasil, pouco mais da metade da produção bruta de gás natural se torna efetivamente oferta disponibilizada ao mercado (50% em 2016).

Parcela significativa do volume explorado de gás natural é associada à produção de petróleo, sendo esta tradicionalmente o objetivo econômico prioritário. Estima-se que cerca de 70% da produção de gás natural seja de gás associado ao petróleo e as previsões indicam que o gás associado permanecerá respondendo pela maior parte da produção de gás na próxima década.

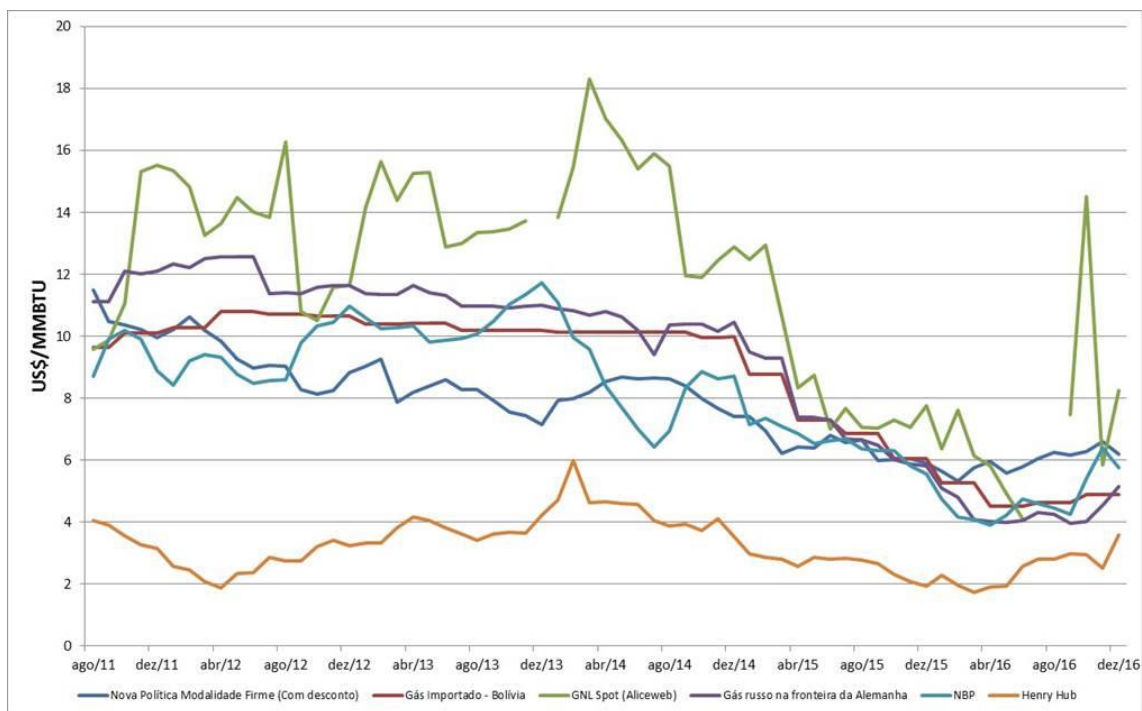
A injeção de gás natural no reservatório, para antecipar ou aumentar a recuperação de petróleo, ao mesmo tempo reduz, ou ao menos posterga, os investimentos associados à movimentação e ao processamento para a disponibilização do gás natural no mercado. Nesse sentido, a economicidade de projetos de oferta de gás natural precisa ser alta para que as empresas petrolíferas decidam realizar os investimentos necessários.

Em relação ao aproveitamento do gás natural offshore, especialmente aos volumes associado ao Pré-sal, há que privilegiar mecanismos que contribuam para a monetização desse gás, dado que a infraestrutura nessa região é fator limitante para o seu aproveitamento. Deve-se ter em conta, ainda o alto teor de CO₂ presente no gás natural oriundo desta província, fator que tenderá a aumentar os custos associados a sua monetização.

Por outro lado, parcela importante na oferta vem da importação pelo gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que supre o mercado brasileiro com 30 milhões m³/dia, além da expansão da capacidade de oferta por GNL, advindo do mercado internacional. Há possibilidade de serem construídos três novos terminais (Rio Grande/RS, Suape/PE e Sergipe I/SE) que se somarão aos terminais existentes de regaseificação no Brasil (Pecém/CE, Baía de Guanabara/RJ e Salvador/BA). Aos 41 milhões m³/dia de capacidade de regaseificação de GNL existentes, seriam adicionados 47,5 milhões m³/dia. Os novos terminais de regaseificação de GNL são investimentos privados associados a empreendimentos termelétricos vencedores em leilões de energia.

Historicamente, o patamar de dependência externa do Brasil em gás natural tem sido em torno de 50% e este, apenas para fins de comparação, também é o nível atual de dependência externa de gás natural na Europa. Diante desse nível de dependência externa em gás natural no Brasil, que pode aumentar com a construção dos novos terminais de regaseificação de GNL, impõe-se uma reflexão sobre a segurança energética do fornecimento de gás natural, inclusive em relação aos impactos econômicos devido à volatilidade dos preços internacionais do gás natural (exposição a choques de preços internacionais –vide gráfico- e a variações cambiais).

Decorre dessas características, a motivação de introduzir a ampliação da participação da produção nacional na oferta total de gás natural dentre os temas prioritários deste GT.



Evolução do preço do gás natural, em US\$/MM BTU (Fonte: MME, 2017)

Além dos potenciais benefícios decorrentes da produção nacional de gás natural, particularmente menor vulnerabilidade física e econômica a eventos do mercado internacional, há também uma tendência geral de patamares menores de preço do produto.

Neste cenário, seria interessante que a oferta de áreas para exploração e produção de hidrocarbonetos busque estimular atividades em bacias terrestres com vocação de ocorrência de jazidas de gás natural. De fato, a ampliação e a diversificação geográfica, da oferta de gás natural em bacias terrestres podem contribuir para a expansão e integração da infraestrutura necessária, criando um círculo virtuoso para a consolidação da indústria e do mercado de gás natural. A ampliação da oferta de gás natural em diversas bacias terrestres pode incentivar ainda o desenvolvimento regional.

Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente).

Complementarmente ao proposto, há que considerar-se ainda os trabalhos em andamento no Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN), no âmbito do Programa “Gás para Crescer”, deste Ministério, que deverão ser levados em consideração nos trabalhos deste GT.

Margem Equatorial / Fronteiras Exploratória

A atividade petrolífera na Margem Equatorial ganhou certa relevância a partir da 11ª rodada de licitações da ANP, quando vários blocos foram arrematados em suas cinco bacias marítimas (Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar) todas consideradas de fronteira exploratória. O crescente interesse a época se deu em virtude de descobertas na costa oeste africana, nas bacias de Gana e Costa do

Marfim, análogas às bacias da margem equatorial brasileira. Desde então, outras descobertas na Guiana Francesa, Suriname e Guiana ratificaram o interesse nessa província.

No entanto, a execução dos Programas Exploratórios Mínimos (PEMs) por parte dos concessionários tem sido desafiadora em razão de dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, à logística deficiente e à falta de conhecimento geológico prévio das bacias, bem como a drástica redução do preço do petróleo desde 2013. Alguns desses fatores independem da política de E&P, no entanto outros são típicos de área de fronteira exploratória e sugerem a necessidade de estabelecimento de condições especiais para o incentivo das atividades nessa região.

Ainda, e especificamente para a bacia de Foz do Amazonas (e também para a de Pelotas), há que se considerar eventuais problemas que possam advir da execução de atividades na região de fronteira com outros países.

Dados recentes do Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás, conduzido pela EPE sob coordenação do MME, indicam que há alta necessidade de conhecimento não somente nas bacias da margem continental, mas também nas bacias terrestres, conforme pode ser visto no mapa abaixo.

Além disso, mesmo dentro de bacias produtoras existem porções de baixo conhecimento geológico, como é o caso, por exemplo, das bacias de Campos e Potiguar. Portanto, o conceito pode ser estendido para a maior parte das bacias sedimentares brasileiras. Como possível decorrência, descobertas de novas províncias petrolíferas poderiam surgir em outras regiões do País, contribuindo para a atração de investimentos para o setor.



Mapa de Importância Petrolífera de Área (IPA) conforme a Necessidade de Conhecimento (Fonte: EPE, 2015)

Ademais, a intensificação do conhecimento das bacias terrestres poderá contribuir significativamente com o almejado aumento da produção brasileira de gás natural, pois, à exceção das bacias terrestres costeiras (Recôncavo, Sergipe, Alagoas, Espírito Santo e Potiguar), as vastas áreas sedimentares *onshore* foram relativamente pouco exploradas. De fato, considerando-se o histórico da exploração de hidrocarbonetos, o petróleo foi sempre priorizado em relação ao gás nas campanhas exploratórias. No caso brasileiro, esta priorização objetivou também a redução da dependência externa. Neste contexto, foram as bacias marítimas que se mostraram mais prolíferas, relegando menor incentivo à exploração das bacias terrestres.

Estimular a atividade em áreas de fronteira exploratória, entendida aqui como tecnológicas e/ou do conhecimento, deve ser diretriz permanente a ser aplicada na política de E&P. Exemplo recente e marcante é o do Pré-sal. A limitação tecnológica, existente até os anos 90, de imageamento sísmico e de perfuração de alvos exploratórios profundos (7.500 metros), sotopostos às espessas camadas de rochas salíferas (2.000 metros) em lâminas d'água de até 3.000 m na Bacia de Santos impôs um desafio que enfrentado e vencido, levou o Brasil à autossuficiência em petróleo.

Os desafios tecnológicos surgem na medida da percepção da necessidade de ampliação das atividades exploratórias para áreas onde os mesmos recursos tecnológicos utilizados nas atividades em curso não são mais aplicáveis ou eficazes e onde novas descobertas são esperadas. Áreas com desafios tecnológicos podem reservar significativos conhecimentos que podem levar à descoberta de importantes jazidas de petróleo e gás.

Dentre as atribuições da ANP instituídas pelo art. 8º da Lei 9.478, de 1997, destaca-se o item II, que designa a promoção de estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e/ou gás natural. Diante da atribuição de promoção de estudos e levantamentos nas bacias sedimentares brasileiras, a ANP idealizou e implementou um programa de aquisição sistemática de dados geológicos e geofísicos. Este programa, denominado Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica (PPA), tem por objetivo aumentar o conhecimento sobre o potencial petrolífero das bacias brasileiras. É importante, no entanto, que a ANP otimize os recursos financeiros disponíveis na integração e estudo dos muitos dados já existentes, estimulando a aquisição de novos dados através de compromissos contratuais de concessionários interessados nas áreas de fronteira exploratória.

O PPA tem sido conduzido de forma a auxiliar na seleção de novas áreas para exploração de hidrocarbonetos nas rodadas de licitações fazendo parte do processo de planejamento da ANP. Por se tratar de áreas de novas fronteiras do conhecimento das bacias brasileiras, os recursos provenientes da cláusula de P&D dos contratos (concessão e partilha de produção) poderiam também ser utilizados pelas empresas para aquisição de dados geológicos e geofísicos, com a participação de universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento nacionais.

Desde a implementação do PPA foram adquiridos, pela ANP, 830.000 quilômetros de dados aerogravimétricos e aeromagnetométricos; 17.000 amostras de solo coletadas nos levantamentos geoquímicos terrestres; cerca de 4.000 testemunhos de fundo oceânico coletados nos levantamentos geoquímicos marítimos; aproximadamente 28.000 quilômetros lineares de dados sísmicos bidimensionais terrestres; 10.000 km² de dados sísmicos tridimensionais; 43.000 quilômetros de dados sísmicos antigos (pré-1998) processados; 742 estações de dados magnetotelúricos; além de terem sido realizados sete estudos de sistemas petrolíferos e perfurados quatro poços estratigráficos.