

Contribuições sobre a participação na matriz energética e os papéis estratégicos da exploração e produção de petróleo e gás natural terrestre (onshore) no PNE 2050

Contribuições encaminhadas por:

REDE GASBRAS – Rede de P&D em Gás Não Convencional no Brasil (Projeto com apoio da FINEP sob Convênio num: 01.14.0215.00 - Ref.: 1452/13)

A Rede GASBRAS é coordenada pelo IEE – USP – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (Professor Associado Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – edsantos@iee.usp.br)

Constituída adicionalmente por:

Univ. Federal da Bahia – UFBA (através de Milton José Porsani –Coordenador do INCT de Geofísica do Petróleo; e Prof. Jailson Bittencourt de Andrade –Coordenador do INCT de Energia e Ambiente);

Univ. Federal do Rio Grande do Norte – UFRN (através de Milton Morais Xavier Júnior – Chefe do Departamento de Geofísica (DGEF) pertencente ao Centro de Ciências Exatas e da Terra (CCET));

Univ. Estadual Norte Fluminense – UENF (através de Sérgio Adriano Moura Oliveira – Chefe do Setor de Geofísica do Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP));

Univ. Estadual do Rio de Janeiro – UERJ (através de Egberto Pereira – Professor do Departamento de Estratigrafia e Paleontologia da Faculdade de Geologia);

Univ. Federal de Minas Gerais – UFMG (através de Virgínia Sampaio Teixeira Ciminelli - Coordenadora do INCT Acqua);

Univ. Federal do Pará - UFPA (através de José Jadsom Sampaio de Figueiredo - Diretor da Faculdade de Geofísica e chefe do Lab. de Petrofísica e Física de Rochas);

Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear - CDTN/CNEN (através de Carlos Alberto de Carvalho Filho e Rubens Martins Moreira – Pesquisadores da Área de Ciência e Tecnologia dos Minerais e Meio ambiente);

Univ. Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS (através de Wolfgang Kalkreuth – Coordenador do Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo da Área de Recursos Energéticos do Instituto de Geociências);

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS (através de Anderson Jose Maraschin – Pesquisador do Instituto do Petróleo e dos Recursos Naturais (IPR));

Univ. de São Paulo – USP (através de Colombo Celso Gaeta Tassinari – Pesquisador da Divisão Científica de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Instituto de Energia e Ambiente).

Fundação Getúlio Vargas – FGV - Fernanda Delgado - Professora e Assessora Estratégica da FGV Energia – Fernanda.delgado2@fgv.br

Encaminhamos as seguintes contribuições à consulta pública do PNE 2050, conforme previsto na Portaria do MME num. 276 de 03 de julho de 2020

Em vermelho – Sugestões de inclusão e/ou exclusão de textos

Em azul – Dúvidas e sugestões conceituais

=====

Na página 169 a 171 – Do Petróleo – Dos Desafios e Das Recomendações: Sugere-se a complementação dos seguintes parágrafos:

Pag 169

Nos últimos anos, o Brasil tem promovido uma agenda positiva no setor de petróleo e gás natural, buscando estabelecer um ambiente mais favorável à atração de investimentos. Medidas como a execução do calendário plurianual de leilões de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, a revisão das cláusulas de conteúdo local e a oferta permanente de blocos exploratórios, **revisão de royalties e simplificação regulatória, especificamente para atividades onshore**, entre outras, foram estabelecidas para dar previsibilidade e competitividade (**e proporcionalidade**), aumentando a atratividade dos investimentos.

As projeções de produção de petróleo para médio e longo prazo indicam a possibilidade de o Brasil manter-se como grande produtor de hidrocarbonetos, com uma média aproximada de 5,5 milhões de barris de petróleo por dia e **volumes de gás natural líquido em torno de 115 milhões de m³ por dia** (verifiquem essa referência ao GN, pois a produção de GN em 2019 foi de 123 MMm³/dia e não deverá declinar até 2030, a menos que aqui se refere à produção de GNL) por volta de 2030. **Em relação aos cerca de 2,8 milhões de barris de petróleo por dia produzidos em 2019, trata-se de uma expectativa de expansão média de 6,4% ao ano.** A tendência crescente mais **notada** das produções é influenciada pelas expectativas de produção no Pré-sal, que, atualmente, contribui com cerca de metade da produção nacional de petróleo e gás natural. A expectativa é que essa contribuição possa atingir patamares superiores a dois terços da produção brasileira, a depender dos avanços tecnológicos e de infraestrutura no cenário nacional. Não obstante, o grande potencial de recursos envolvidos, o desenvolvimento da produção do Pré-sal apresenta desafios, em especial referentes ao aproveitamento do gás associado ao petróleo.

Há de se enfatizar igualmente as expectativas de expansão da produção de petróleo terrestre - onshore. Esta ficou para trás em relação à produção offshore desde 1980. Em 2019, a produção onshore totalizou 104 mil barris de petróleo por dia (ou seja, apenas 3,7% da produção total nacional). Até 2030, espera-se expandir essa produção até 500 mil barris de petróleo por dia, através de um crescimento médio anual de 15,3%, que conduzirá a produção onshore a 9,1% da produção total esperada.

Segundo a ANP, o potencial de atração de investimentos para a indústria petrolífera é da ordem de R\$ 2,5 trilhões nos próximos dez anos, além da possibilidade de arrecadação, pelo governo federal de cerca de R\$ 1,8 trilhão em tributos e royalties ao longo dos próximos 30

anos, já considerando a contratação dos volumes excedentes dos campos da Cessão Onerosa, quais sejam, Búzios, Atapu, Itapu e Sépia na Bacia de Campos. **Por outro lado, o Ministério de Minas e Energia (MME) projeta que os investimentos em exploração e produção de petróleo e gás onshore saiam do atual patamar de R\$ 1,6 bilhão anuais para cerca de R\$ 4 bilhões por ano. Dessa forma, até 2030, o onshore receberá R\$ 40 bilhões em novos investimentos, com a perspectiva de criação de aproximadamente 700 mil empregos.**

Justificativa:

Ainda que muito menor do que as atividades offshore, que concentram as atenções dos grandes operadores nacionais e internacionais, o PNE2050 precisa enfatizar que os progressos e expansões esperadas para as atividades terrestres (onshore) têm potenciais (em termos percentuais) ainda maiores. Enquanto, para a produção total brasileira, o país deverá investir cerca de R\$2,5mil/barril para realizar a esperada expansão de produção até 2030, as atividades onshore são muito menos capital intensivas, sendo esperados investimentos de apenas R\$277/barril para praticamente dobrar a produção onshore. Trata-se portanto de uma escala de investimentos ao alcance de um número muito maior de potenciais investidores.

A produção de petróleo e gás natural onshore representa possibilidades reais de geração de atividade econômica, emprego e renda no interior do país. Áreas, em especial, onde o gás do pré-sal dificilmente chegará ao longo do período de planejamento do PNE2050.

Pags 169 / 170 – Dos Desafios – Modificar e Incluir:

4. Desenvolver a exploração e produção nas bacias sedimentares terrestres brasileiras. As bacias sedimentares terrestres brasileiras são de grandes dimensões, algumas delas maduras, mas a maioria ainda classificada como de fronteira exploratória, devido ao tamanho das áreas sedimentares e ao pouco conhecimento geológico acumulado. Apesar de serem pioneiras na exploração e produção de petróleo e gás natural no País, as bacias sedimentares terrestres ainda carecem de estudos geológicos mais aprofundados, que estimulem as atividades de E&P e conseqüentemente aumentem o conhecimento sobre os recursos potenciais e a produção de petróleo e gás natural em terra. Além disso, as bacias terrestres brasileiras **parecem possuir potencial para recursos não-convencionais (sugere-se extrair esse termo do PNE2050)** de baixa permeabilidade, **confinados em reservatórios cuja produção é considerada mais complexa, requerendo tecnologias ainda não adotadas no Brasil e, por vezes, envolvendo desafios maiores em relação à viabilidade econômica.** A principal vantagem da promoção das atividades de E&P direcionadas **para-esses** aos recursos **onshore**, além do incremento na produção brasileira de petróleo e gás natural, está no desenvolvimento regionalizado no interior do País. O conhecimento técnico sobre a prospecção deste tipo de recurso é, **atualmente**, bem conhecido **(ainda que, para algumas situações, não totalmente disponível no Brasil)**. Porém constitui-se em um grande desafio no Brasil ampliar o conhecimento sobre potenciais interferências socioambientais e reduzir a incerteza geológica sobre estes recursos nas bacias brasileiras.

6. Desenvolver as condições de aceitação social, logísticas e comerciais apropriadas para a viabilização da exploração e o adequado escoamento e monetização dos recursos onshore, principalmente em regiões isoladas, distantes das refinarias e plantas de processamento de gás, promovendo-se a concorrência e evitando o surgimento de distorções de mercado como

monopólios ou monopólios locais, que podem desestimular as atividades de E&P de petróleo e gás natural em terra.

7. Desenvolver estudos de levantamento de potencial e das condições de exploração e produção de *Coalbed Methane* (gás natural associado às camadas de carvão) na Região Sul do País. O maior potencial de CBM foi determinado nas jazidas de Santa Terezinha e Chico Lomã, RS. Com base em modelagem geológica em 3D foi possível estimar o volume de carvão nos dois depósitos e os volumes médios de gás desorvido. Estima-se um volume total de 2,67 bilhões m³ de gás para o depósito de carvão de Chico Lomã, enquanto que o volume estimado de gás para a jazida de Santa Terezinha é da ordem de 5,48 bilhões de m³.

Justificativa:

As bacias terrestres brasileiras têm demonstrado nos últimos anos sua viabilidade econômica para a produção de gás natural. Além das áreas já tradicionalmente reconhecidas como as bacias do Espírito Santo, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar; aquelas denominadas bacias paleozoicas (Paraná, Parnaíba, Amazonas e Solimões) têm apresentado grande potencial para geração de gás, em especial na Bacia do Parnaíba. A viabilidade da produção de gás natural nas bacias paleozoicas tem se tornado uma realidade em função da maior compreensão dos aspectos geológicos da geração, bem como pela criação de um sistema integrado de produção de gás e geração de energia elétrica, por meio de termoelétricas acopladas. No caso da Bacia do Parnaíba, o operador local, a empresa ENEVA, denomina esses sistemas integrados com *Resource to Power*, ou seja, um recurso natural desenvolvido exclusivamente para a geração de eletricidade. Esse modelo mostra-se uma alternativa viável de transição energética em regiões de baixo desenvolvimento econômico do país, onde as melhores oportunidades exploratórias estão presentes.

A ENEVA replica o mesmo modelo integrado, desenvolvendo o campo de gás natural Azulão, no estado do Amazonas, para abastecer a termelétrica Jaquatirica II, situada em Roraima. Em 2020, as obras do projeto integrado Azulão-Jaquatirica entraram em sua segunda fase. Cerca de 800 colaboradores estão atuando em duas frentes. No município de Silves, no Amazonas, as obras visam a produção de gás natural, com a exploração do Campo de Azulão. Em Roraima, por outro lado, foram concluídas as fundações para os principais equipamentos da termelétrica Jaquatirica. No pico das obras serão mais de 2 mil trabalhadores atuando nas duas frentes. Os empreendimentos estão previstos para entrarem em operação na metade de 2021 e, em seu agregado, deverão atrair investimentos de R\$ 1,9 bilhão. O projeto vai atender 70% do consumo de energia elétrica de Roraima, o que permitirá o desligamento da capacidade de geração a diesel, com consequente redução de custos de geração e de emissões. Atualmente, Roraima é abastecido 100% por termelétricas a óleo diesel, com fornecimento de baixa confiabilidade e com altas emissões de gases do efeito estufa.

A produção de gás nessas bacias é majoritariamente realizada por meios convencionais. Trata-se de um equívoco ou um desconhecimento técnico quando se assume que a geração de gás nessas bacias é associada à dita produção não convencional de gás.

Segundo a Resolução ANP nº 21/2014, define-se um Reservatório Não Convencional como uma rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD (mili Darcy). Por isso, sugere-se a utilização do termo mais preciso, qual seja, recurso (ou reservatório) de baixa permeabilidade, contendo hidrocarbonetos e onde se executa fraturamento hidráulico visando a produção desses

hidrocarbonetos. Na grande maioria das bacias terrestres brasileiras a produção de gás natural advém de reservatórios com permeabilidade muito superior, não necessitando assim de fraturamento para a produção.

Entretanto, nas bacias paleozoicas, na maioria das vezes a geração de hidrocarbonetos não ocorre por soterramento. É necessário a presença de intrusões ígneas nos horizontes geradores para que a matéria orgânica entre na zona de maturação. Esse modelo de geração é definido como atípico, por vezes também denominado como geração não convencional. Tal denominação pode causar uma ideia imprecisa sobre o modelo de exploração, pois embora a geração seja atípica, na grande maioria das bacias paleozoicas, os reservatórios são convencionais.

Assim, sugerimos, novamente, que se evite para as bacias terrestres o uso da expressão gás não convencional, pois essa definição causa um impacto negativo para as perspectivas exploratórias e não condiz com a realidade exploratória predominante na maioria dessas bacias.

Em junho de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE autorizou a realização da 12ª Rodada de Licitações de blocos para a exploração e a produção de petróleo e de gás natural. A rodada teve como principal objetivo a ampliação da oferta de gás natural em terra, com a inclusão de 240 blocos, tanto nas “Bacias Maduras”, quanto naquelas consideradas como de “Novas Fronteiras Tecnológicas e do Conhecimento”. Pela primeira vez em uma licitação se chamou a atenção para a abrangência do contrato de concessão ao se frisar a possibilidade de “exploração e produção de gás natural a partir de reservatórios convencionais e não convencionais”. A menção explícita aos “não convencionais” acabou se demonstrando equivocada, pois levou a um alinhamento à exploração do *shale gas* nos Estados Unidos.

Apesar do sucesso inegável desta, conduzindo a uma revolução das atividades onshore nos EUA e no planeta, tal menção faz com que se importe ao Brasil todas as polêmicas e resistências de opinião pública à exploração de reservatórios que podem ser classificados como não convencionais e mesmo a outros convencionais. Nesse sentido, recomenda-se excluir qualquer menção a “recursos não convencionais” no PNE2050.

Tampouco se deve restringir as discussões ao *shale gas* ou gás de folhelho. Afinal, no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, o PNE 2050 deve preocupar-se com as perspectivas do *Coalbed Methane (CBM)* (gás natural associado a camadas de carvão), que também apresenta importante potencial no Brasil. Apesar do foco na exploração e produção de gás dito não convencional se concentrar, nos últimos anos, nos folhelhos, os recursos de CBM são, em muitos países, uma importante fonte de gás não convencional, com um total estimado em escala planetária de $250 \times 10^{15} \text{ m}^3$ (Murray, 1998). No Brasil, os estudos sobre o potencial de exploração e produção de CBM nos depósitos de carvão da Região Sul do País têm sido escassos e foram essencialmente realizados por o Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, Instituto de Geociências, UFRGS, Rio Grande.

Portanto sugere-se, no PNE 2050, que se vislumbrem atividades específicas voltadas ao CBM. Com base nos dados disponíveis sobre distribuição e *rank* de carvão, o potencial de CBM no Brasil parece estar limitado aos depósitos de carvão no Rio Grande do Sul. Nestes depósitos, como nas jazidas de Santa Terezinha e Chico Lomã, os volumes de gás determinados são relativamente baixos devido à ocorrência de elevado conteúdo de cinzas (minerais) na maioria das camadas. As camadas de carvão também estão frequentemente associadas a intrusões de diabásio, que tendem a aumentar e / ou diminuir a capacidade de adsorção de gás nas

camadas de carvão em função da distância do contato do diabásio. Essas relações são atualmente objeto de um projeto de pesquisa na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Convênio UFRGS/Shell).

De acordo com os dados compilados pela CPRM (2005) há poucas informações disponíveis sobre as ocorrências de carvão no norte e partes centrais do Brasil. Para a maioria desses locais, uma exploração geológica adicional é necessária para definir a distribuição, qualidade, reservas de carvão e gás natural associado.

Em resumo, na perspectiva do planejamento de longo prazo, o que interessa é enfatizar as necessidades e os benefícios esperados do maior estímulo ao conhecimento geológico das bacias sedimentares do país, tanto offshore como onshore. Apesar dessa sugestão, há de se reconhecer no PNE2050 que o planejador necessita desenvolver as adequadas abordagens para enfrentar antecipadamente todas as manifestações negativas por parte de setores da sociedade civil, e a proposição de ações civis públicas em diversos estados da Federação, para que ações propostas no PNE2050 sejam factíveis e efetivas.

Pags 170 / 171 – Das Recomendações – Modificar e Incluir:

2. Promover mecanismos de redução de conflitos socioambientais no desenvolvimento de atividades de E&P Em áreas com contrato, o processo exploratório e a avaliação ambiental devem estar alinhados. Recomenda-se a elaboração de estudos ambientais de áreas sedimentares (EAAS) em bacias sedimentares de alto potencial petrolífero, visando antecipar questões socioambientais críticas para o licenciamento ambiental das atividades de E&P de petróleo e gás natural. Deve haver um esforço governamental para estabelecimento de um novo marco regulatório para a E&P de Petróleo e Gás Natural de forma a agilizar, sem perda de qualidade, o licenciamento ambiental em áreas de elevados potencial e conhecimento das condições de sensibilidade ambiental como, por exemplo, as Bacias de Campos e Santos, e uma nova abordagem para o licenciamento de áreas que já apresentaram problemas no passado, como no caso da margem equatorial (vide a devolução da área na Foz do Amazonas pela empresa Total) e de áreas de novas fronteiras a fim de se estimular as novas descobertas e o desenvolvimento das atividades de E&P de petróleo e gás natural em regiões fora do eixo Rio/São Paulo/Espírito Santo. Da mesma forma, é fundamental promover mecanismos de divulgação de informação e de redução de conflitos socioambientais em atividades onshore, particularmente para aqueles recursos que venham a exigir atividades de E&P mais complexas, incluindo perfurações horizontais e fraturamento de rochas de baixa permeabilidade.

3. (...). O mesmo grau de articulação institucional se faz necessário para ampliar a infraestrutura logística de escoamento e de processamento da produção de petróleo e gás natural onshore. Tais produções têm o mercado nacional, muitas vezes com ênfase regional, como destino. A infraestrutura de logística deste segmento necessita ampliações, permitindo que as produções locais atendam as necessidades energéticas crescentes de um país cuja fronteira populacional e econômica se interioriza rapidamente. Há de se explorar rotas já existentes e construir novas rotas, explorando sistemas multimodais rodo, ferro e hidroviários, com instalações modernas e adequadas às operações, que permitam a maior liquidez do petróleo e gás natural produzidos no interior do País, sem gerar desestímulos a operadoras entrantes ou que venham a ser atraídas para o Brasil.

7. Promover o conhecimento sobre ~~recursos não convencionais~~ (evitar esse termo no PNE2050) **reservatórios de baixa permeabilidade, confinados em condições geológicas complexas e de fronteira tecnológica no Brasil**, sob os aspectos socioambientais e de controle geológico. Execução do Projeto Poço Transparente, contemplando a perfuração do poço piloto em área reconhecida como de alta expectativa para ~~recursos não convencionais~~ (evitar esse termo no PNE2050) **reservatório de baixa permeabilidade, confinados em condições geológicas complexas e que possam requerer a utilização da técnica de fraturamento hidráulico**, com monitoramento adequado para dos fatores envolvidos no processo. O Projeto tem por objetivo a perfuração de um poço piloto para avaliar e monitorar a operação de prospecção desses recursos, considerando as especificidades das condições geológicas, ambientais e sociais brasileiras. Recomenda-se ainda que o monitoramento seja acompanhado por todos os agentes envolvidos no projeto, sobretudo órgãos ambientais e **Ministério Público, bem como outros segmento dos poderes legislativo e judiciário, e com ampla participação de áreas da academia com reconhecida expertise.**

9. Promover a continuidade das atividades propostas pelo REATE e o REATE 2020, incluindo eventuais extensões do REATE até 2030 e 2050. Esse Programa continua essencial para que o Brasil continue a caminhar no sentido de simplificar o ambiente regulatório e político relacionado às atividades onshore, bem como para a busca de transformações no mercado em prol da competitividade e atração de novos agentes.

Justificativa:

Para a E&P de recursos onshore, particularmente daqueles eventualmente situados em condições geológicas complexas (ou ditas não convencionais), enfatiza-se a falta de esclarecimento do público em relação às atividades que precisam ser desenvolvidas pela indústria. Certamente toda atividade exploratória envolve riscos socioambientais, mas hoje há tecnologia para minimizá-los. Contudo, a falta de conhecimento e até o impedimento da execução de estudos científicos, que possam avaliar de forma adequado os riscos, conduz a um ciclo vicioso: existe o risco potencial, são necessários estudos, mas não se pode estudar.

A própria ANP estima que o Brasil terá dificuldades para lançar uma indústria de exploração onshore não convencional, em grande escala, no curto prazo. Assim cabe ao planejador de longo prazo insistir na necessidade de se desenvolver estudos abrangentes e com transparência. Há de se enfatizar iniciativas de perfuração de “poços transparentes”, focados em diferentes condições geológicas, adotando-se as melhores práticas reconhecidas internacionalmente. O Brasil ainda desconhece quais as porções de rocha geradora que, efetivamente, permitem viabilizar a produção de hidrocarbonetos com a necessária economicidade.

Ao longo do período de vigência do PNE2050, deve-se enfatizar a necessidade de se desenvolver com ampla transparência o Projeto Poço Transparente. Trata-se de carro chefe da política pública para um efetivo lançamento de uma indústria de E&P em recursos não convencionais. No entanto, o PNE2050 deve ser mais ousado e buscar desenvolver, pelo menos, outros 20 a 30 poços em condições similares, cada vez com maior independência da indústria e das autoridades setoriais, permitindo melhor avaliar o potencial das rochas geradoras e ampliar o conhecimento dessas estruturas das bacias sedimentares brasileiras. A ampliação do conhecimento das bacias sedimentares, amplia o poder de decisão do próprio governo sobre seus recursos.

Já parece claro que a experiência americana do shale gas, dada a sua especificidade, não será jamais facilmente replicável no Brasil ou em qualquer outro lugar do mundo. Porém, cabe ao PNE2050, principalmente enfatizando a importância de continuidade das iniciativas do REATE, promover um maior conhecimento sobre os eventuais indícios geológicos propícios, bem como buscar a criação de uma “experiência brasileira de exploração de recursos não convencionais, conjugando os necessários fatores relacionados à tecnologia, mão de obra qualificada, empreendedorismo, mercado consumidor local, insumos e fornecedores adequados e redes de distribuição, mas acima de tudo, o conhecimento acumulado resultante do esforço sistemático de perfuração de poços. Conforme salientam estudos patrocinados pela ANP, MME e FGV Energia, bem como aqueles realizados pela Rede Gasbras e patrocinados pela FINEP, a exploração não convencional depende da disponibilidade de dados geológicos que permitam a localização precisa dos *sweet spots*. Por outro lado, há de se apostar em iniciativas, com caráter científico, que deem suficiência às discussões mais amplas acerca da viabilidade de produção segura desses recursos não convencionais, incluindo a indicação dos possíveis benefícios sociais e econômicos dela decorrentes. O PNE2050 precisa converter-se no principal documento oficial, diretor da política pública energética de longo prazo, que contribuirá para a superação desses conflitos.

De forma mais genérica, e considerando a expansão do onshore como um todo, o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE (inicialmente anunciado pelo MME em 2017), e depois transformado no REATE 2020, deve ser mantido ativo, inclusive com eventuais extensões de prazo até 2030 e 2050, bem como com ampliação de escopo.