

SUPERINTENDÊNCIA DE EXPLORAÇÃO

NOTA TÉCNICA Nº 6/2024/SEP/ANP-RJ

**Assunto: Ato normativo que disciplina o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora dos limites da área original.**

**Referências:** Processo Administrativo SEI nº 48610.202139/2023-39; e

Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023/SEP/ANP-RJ (SEI nº 3050345).

**Objetivo:** Apresentar os fundamentos que embasaram a elaboração do ato normativo que disciplina o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora dos limites da área original.

## 1. INTRODUÇÃO

O Programa Exploratório Mínimo (PEM) corresponde ao conjunto mínimo de atividades exploratórias que devem ser realizadas durante a fase de exploração. Juntamente com o bônus de assinatura, desde a 5ª Rodada de Licitações, o PEM é um critério de oferta para definir o vencedor de uma licitação. Entretanto, a Superintendência de Exploração (SEP) vem constatando dificuldades relacionadas à execução das atividades associadas ao PEM, razão pela qual foi elaborado o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 1/2023/SEP/ANP-RJ (SEI nº 3050345).

Definido o problema regulatório como baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM fora da área de concessão, foram mapeadas, no Relatório de AIR, as causas e consequências associadas a esse problema, o que culminou no estabelecimento dos objetivos geral e específicos. O objetivo geral da AIR é incentivar as atividades de exploração de petróleo e gás natural. Quanto aos objetivos específicos, determinou-se a necessidade de ampliar, uniformizar e estabelecer de forma clara as possibilidades para o cumprimento do PEM fora da área de concessão. Ao final, concluiu-se que a alternativa mais adequada para o enfrentamento do problema regulatório identificado é a edição de um ato normativo com ajustes no contrato de concessão.

A participação social nesse processo decisório ocorreu por meio da Consulta Prévia nº 5/2023, realizada no período de 27/06 a 10/08/2023. Conforme documentado no Relatório contendo o posicionamento final da ANP em relação às contribuições recebidas na Consulta Prévia nº 5/2023 (SEI nº 3328565), a ANP não recebeu contribuições que tenham motivado a revisão do conteúdo do Relatório de AIR. Contudo, foram recebidas contribuições para além do escopo do Relatório de AIR, cuja avaliação se deu posteriormente, no âmbito da elaboração do ato normativo, conforme consta no Anexo II desta Nota Técnica.

Posteriormente, o Relatório de AIR foi aprovado pela Resolução de Diretoria nº 490/2023 (SEI nº 3389154), que também aprovou a alternativa de edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão.

De forma a dar prosseguimento ao curso da ação regulatória, iniciou-se a elaboração do ato normativo. Como ponto de partida, foi elaborada a Nota Técnica nº 21/2023/SEP/ANP-RJ (SEI nº 3392766), que objetivou realizar um levantamento preliminar de critérios e requisitos de uso e de aplicabilidade que deveriam ser incorporados à resolução para que o PEM pudesse ser cumprido fora da área de concessão. A fim de orientar as discussões sobre o ato normativo, essa Nota Técnica foi disponibilizada aos concessionários e entidades representativas da indústria de petróleo e gás natural, mediante o Ofício nº 753/2023/SEP/ANP-RJ (SEI nº 3392769).

Em seguida, realizou-se o "Workshop sobre o cumprimento do PEM fora da área de concessão", que teve como finalidade colher a percepção e as contribuições dos agentes regulados e entidades representativas da indústria de petróleo e gás natural sobre o conteúdo da resolução, bem como incentivá-los a participar da elaboração do ato normativo. O workshop foi dividido em dois dias: o primeiro dia, 09/10/2023, foi destinado aos agentes atuantes no ambiente terrestre; e o segundo dia, 10/10/2023, aos agentes regulados do ambiente marítimo.

Também foram realizadas várias rodadas de discussões internas da SEP, duas das quais envolveram todo o corpo técnico da superintendência. Além disso, reuniões que visaram apresentar os principais elementos que orientariam a elaboração da resolução foram realizados com as seguintes instituições ou unidades organizacionais (UORGs):

- Ministério de Minas e Energia (MME);
- Procuradoria Federal junto à ANP;
- Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC);
- Superintendência de Conteúdo Local (SCL);
- Superintendente de Dados Técnicos (SDT);
- Superintendência de Promoção de Licitações (SPL); e
- Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica (SAG).

Nesse interim, a SEP, a pedido Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), realizou uma reunião com essa entidade, que, posteriormente, enviou à ANP a Carta E&P 030/2024 (SEI nº 3770083) com as sugestões propostas durante a reunião. No Anexo III desta Nota Técnica, é apresentado o posicionamento da SEP, seguido de justificativa, para cada contribuição recebida.

Por sua vez, em 18/03/2024, considerando a transversalidade do tema, a minuta de resolução foi encaminhada, por meio do Ofício nº 234/2024/SEP/ANP-RJ (SEI nº 3841510), a todas as UORGs da ANP cuja competência regimental tinham interface com o conteúdo do ato normativo para que pudessem se manifestar acerca do seu conteúdo. A análise das contribuições encaminhadas pelas UORGs consta no Anexo IV desta Nota Técnica.

Por fim, foi concluída a minuta de resolução apresentada no Anexo I desta Nota Técnica. Esse ato normativo tem como ponto fundamental o estabelecimento dos requisitos e dos procedimentos para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original.

## **2. ESTRUTURA DA RESOLUÇÃO**

A minuta de resolução está estruturada em uma sequência natural de artigos, seções e capítulos. Além disso, conta com quatro anexos, estando dividida da seguinte forma:

Capítulo I: Disposições Preliminares (arts. 1º e 2º)

Capítulo II: Do Cumprimento do Programa Exploratório Mínimo Fora dos Limites da Área Original

Seção I: Das Condições (arts. 3º e 4º)

Seção II: Da Execução das Unidades de Trabalho ou da Atividade Compromissada (arts. 5º ao 9º)

Seção III: Das Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (arts. 10 e 11)

Seção IV: Dos Demais Aspectos Contratuais (arts. 12 ao 14)

Capítulo III: Dos Procedimentos para o Cumprimento do Programa Exploratório Mínimo Fora dos Limites da Área Original

Seção I: Da Solicitação de Cumprimento do Programa Exploratório Mínimo

Fora dos Limites da Área Original (arts. 15 ao 18)

Seção II: Da Solicitação de Abatimento do Programa Exploratório Mínimo no Contrato Original (arts. 19 e 20)

Capítulo IV: Disposições Finais (arts. 21 e 22)

Anexo I: Termo de Responsabilidade para o Cumprimento do Programa Exploratório Mínimo Fora dos Limites da Área Original

Anexo II: Termo Aditivo ao Contrato Original

Anexo III: Termo Aditivo ao Contrato Receptor

Anexo IV: Termo de Anuência para o Abatimento do Programa Exploratório Mínimo no Contrato Original

### 3. ABORDAGEM TÉCNICA

#### 3.1 Conceitos

Visando facilitar a compreensão do conteúdo da resolução, considerou-se pertinente definir o significado de alguns termos utilizados ao longo do ato normativo, vide art. 2º:

Art. 2º Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições, além daquelas contidas nos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural:

I - ambiente: área geográfica localizada em terra ou em mar;

II - área de nova fronteira: área classificada pela ANP que se encontra em estágio inicial de conhecimento dos sistemas petrolíferos ou que apresenta desafios tecnológicos para a indústria;

III - área não contratada: área geográfica que não esteja associada a um contrato para a exploração e produção de petróleo e gás natural, excluindo-se a área do pré-sal e as áreas estratégicas;

IV - área original: área geográfica correspondente à área do contrato original que permanece retida pelos concessionários após as devoluções parciais previstas contratualmente;

V - área receptora: área geográfica correspondente à área do contrato receptor que permanece retida pelos concessionários após as devoluções parciais previstas contratualmente, excluindo-se as áreas retidas para avaliação de descoberta, ou correspondente à área não contratada;

VI - atividade compromissada: atividade prevista no contrato original como compromisso associado ao PEM do segundo período exploratório;

VII - contrato original: contrato de concessão cujo PEM associado poderá ser cumprido fora da área original; e

VIII - contrato receptor: contrato de concessão em cuja área poderá ser cumprido o PEM do contrato original.

#### 3.2 Premissas

A discussão acerca do conteúdo do ato normativo iniciou-se a partir de três premissas identificadas no Relatório de AIR nº 1/2023/SEP/ANP-RJ, as quais delimitaram as condições iniciais relacionadas ao cumprimento do PEM fora dos limites da área original. Assim, definiu-se que esse mecanismo terá aplicação restrita:

- aos contratos de E&P em fase de exploração de qualquer rodada de licitação;
- aos contratos de E&P sob o regime de concessão; e
- a áreas receptoras que não estejam retidas para avaliação de descobertas.

No contexto da resolução, tais premissas foram abordadas nos artigos abaixo apresentados:

Art. 1º Esta Resolução estabelece os requisitos e os procedimentos para o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) fora dos limites da área original.

Parágrafo único. Esta Resolução se aplica aos detentores de direitos de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, conferidos por meio de contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural em fase de exploração.

Art. 2º Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições, além daquelas contidas nos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural:

(...)

V - área receptora: área geográfica correspondente à área do contrato receptor que permanece retida pelos concessionários após as devoluções parciais previstas contratualmente, excluindo-se as áreas retidas para avaliação de descoberta, ou correspondente à área não contratada;

(...).

### 3.3 Aspectos de Natureza Estratégica

Além das premissas supramencionadas, ao longo das discussões ocorridas durante a elaboração da minuta de resolução, foram tomadas três decisões estratégicas:

- limitar o cumprimento do PEM de áreas situadas em setores de nova fronteira a outra área de nova fronteira;
- possibilitar o cumprimento do PEM em áreas não contratadas; e
- limitar o cumprimento do PEM de áreas situadas em um determinado ambiente a outra área de mesmo ambiente.

Essas decisões estratégicas refletem uma preocupação da ANP no que se refere ao suprimento da demanda energética do país. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2022) prevê um declínio da produção de petróleo no Brasil a partir de 2030. Por outro lado, o Relatório Neutralidade de carbono até 2050: cenários para a transição eficiente no Brasil (EPE, 2022) aponta que a demanda de energia primária no Brasil continuará a crescer, passando de 400 milhões de teps até 2050, um crescimento anual médio de 1,5%. Sob a perspectiva da transição energética, embora o documento preveja a redução contínua da participação de óleo e gás na matriz energética brasileira, considera que essa fonte fóssil continuará sendo importante até, pelo menos, 2050. Dessa forma, visando garantir a segurança e a soberania energética do país, novas reservas precisam ser descobertas. E, para tal, é imperativo fomentar a exploração de novas áreas no Brasil.

Nesse cenário, as áreas de nova fronteira poderão ter um papel importante para assegurar a demanda de energia do país, especialmente aquelas situadas na margem equatorial, que, dentre as áreas exploratórias, é onde ocorrem as oportunidades geológicas com maior potencial. Com efeito, o Relatório Anual de Exploração 2022 (ANP, 2023) destaca:

“A porção de águas profundas da margem equatorial brasileira tem um potencial exploratório muito promissor. Em razão do sucesso exploratório em áreas que possuem características geológicas similares, como as recentes descobertas de petróleo na Guiana e no Suriname, além das descobertas realizadas no oeste africano, a margem equatorial é hoje a principal fronteira exploratória a ser desbravada pelas empresas petrolíferas em águas brasileiras, com grande potencial para descobertas de hidrocarbonetos de classe mundial e para apropriação de reservas. Se confirmado, os benefícios diretos para a sociedade brasileira se traduzirão em arrecadação de participações governamentais e de tributos, além dos benefícios indiretos, como a geração de empregos e a promoção de desenvolvimento social e econômico”.

Assim, a opção pela manutenção do cumprimento do PEM referente a uma área original de nova fronteira em uma área receptora também de nova fronteira enfatiza a importância de fomentar investimentos exploratórios nas bacias com grande potencial de descobertas, que, todavia, encontram-se em estágio inicial de conhecimento dos sistemas petrolíferos ou que apresentam desafios tecnológicos para a indústria. Em contrapartida, não há limitação para o cumprimento do PEM de áreas originais que não sejam de nova fronteira em áreas receptoras de nova fronteira.

No que tange ao cumprimento do PEM em áreas receptoras não contratadas, objetiva-se incentivar e acelerar a realização de atividades exploratórias em áreas que, por não estarem sob contrato, não têm a perspectiva de, em um curto horizonte de tempo, serem alvo de estudos mais

aprofundados. Trata-se de medida importante para incrementar o conhecimento técnico-geológico das bacias sedimentares brasileiras, propiciando a redução de incertezas sobre o potencial dessas áreas não contratadas ao mesmo tempo em que poderá potencializar novas descobertas comerciais, o que, em última instância, poderá alavancar a produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Nesse sentido, é importante salientar que os contratos de concessão já possuem uma cláusula que prevê a aquisição de dados fora da área de concessão, a exemplo do modelo de contrato vigente quando da realização do 4º Ciclo da Oferta Permanente, transcrita abaixo:

Aquisição de Dados fora da Área de Concessão

15.21. O Concessionário poderá realizar Operações fora dos limites da Área de Concessão, nos termos da Legislação Aplicável.

15.22. Os dados adquiridos fora dos limites da Área de Concessão serão classificados como públicos imediatamente após sua aquisição.

15.23. O Concessionário deverá entregar à ANP os dados e informações adquiridos fora dos limites da Área de Concessão, nos termos da Legislação Aplicável.

15.24. Operações fora dos limites da Área de Concessão não serão consideradas para efeito de cumprimento do Programa Exploratório Mínimo.

Também visando assegurar a demanda energética do país, a opção por limitar o cumprimento do PEM em área receptora localizada em mesmo ambiente da área original baseia-se no fato de que descobertas bem-sucedidas em ambiente marítimo tem o potencial de adicionar volumes mais significativos às reservas de hidrocarbonetos do país quando comparadas às descobertas em terra. Nesse contexto, privilegiou-se o cumprimento do PEM de um bloco localizado em mar em uma área receptora também situada em mar. Para além disso, o nível de investimentos para a execução de uma mesma atividade exploratória é consideravelmente superior no ambiente marítimo, vide o edital vigente quando da realização do 4º Ciclo da Oferta Permanente, que estabeleceu o valor monetário da UT em R\$ 100.000,00 para ambientes marítimos e R\$ 8.000,00 para ambientes terrestres. Tal diferença geraria, portanto, a necessidade de adaptações regulatórias e contratuais mais profundas para harmonizar as diferenças de custos das atividades entre ambientes, o que traria uma complexidade indesejada na implementação do mecanismo.

Pelo exposto, os seguintes artigos representam os aspectos acima comentados.

Art. 2º Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições, além daquelas contidas nos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural:

(...)

V - área receptora: área geográfica correspondente à área do contrato receptor que permanece retida pelos concessionários após as devoluções parciais previstas contratualmente, excluindo-se as áreas retidas para avaliação de descoberta, ou correspondente à área não contratada.

(...)

Art. 3º O PEM poderá ser cumprido fora dos limites da área original, respeitadas as seguintes condições:

I - que o ambiente da área receptora seja o mesmo da área original; e

(...)

Parágrafo único. O PEM do contrato original associado a uma área de nova fronteira só poderá ser cumprido em uma área receptora de nova fronteira.

### 3.4 Aspecto de Natureza Operacional

Assim como foram delimitados requisitos considerando a natureza estratégica de alguns temas, na mesma direção, compreendeu-se necessária a definição de um requisito específico considerando a importância de tornar o cumprimento do PEM fora da área original passível de operacionalização.

Tendo em vista que o operador é o ente responsável por conduzir e executar todas as operações previstas no contrato em nome dos concessionários, bem como é o interlocutor com a ANP, a ausência de um mesmo operador entre os contratos original e receptor criaria uma complexidade grande

na operacionalização do mecanismo. Dessa forma, estabeleceu-se como requisito que o contrato receptor tenha o mesmo operador do contrato original, conforme dispositivo a seguir:

Art. 3º O PEM poderá ser cumprido fora dos limites da área original, respeitadas as seguintes condições:

(...)

II - que o contrato receptor possua o mesmo operador do contrato original.

### 3.5 Aspectos Estruturantes

Isso posto, a estruturação do mecanismo de cumprimento do PEM fora dos limites da área original levou em conta a necessidade de avaliar os aspectos listados a seguir:

- 1- Quantitativo mínimo de UTs a permanecer no contrato original;
- 2- Aferição do PEM;
- 3- Ambiente operacional das áreas original e receptora;
- 4- Arranjo contratual;
- 5- Contrato de referência para a gestão do mecanismo; e
- 6- Atividades elegíveis.

Para a avaliação dos aspectos acima identificados, logo de início, percebeu-se que, para cada aspecto, seria possível identificar múltiplas alternativas que, em maior ou menor grau, poderiam contribuir para a solução do problema regulatório descrito no Relatório de AIR. Encontrar a melhor alternativa entre um conjunto de alternativas viáveis requereria, portanto, a comparação de tais alternativas de forma estruturada. Nesse contexto, optou-se por utilizar a metodologia de análise multicritério com o objetivo de reduzir o grau de incerteza na tomada de decisão.

A metodologia utilizada baseou-se no estabelecimento das alternativas associadas a cada aspecto estruturante, na definição de critérios para a comparação das alternativas, no estabelecimento da forma de mensuração de tais critérios considerando o seu potencial para a solução do problema regulatório, e, por fim, na análise dos resultados obtidos.

Nessa direção, foram estabelecidos os seguintes critérios como subsídio à análise das alternativas:

- efetividade: capacidade da alternativa em alcançar os objetivos geral e específicos estabelecidos no Relatório de AIR;
- operacionalidade: medida da facilidade de implementação da alternativa tendo em vista o esforço administrativo empregado pela ANP; e
- aderência: adesão da alternativa ao modelo atualmente vigente para as licitações.

Cada critério recebeu, inicialmente, uma classificação qualitativa, que, posteriormente, foi convertida em uma pontuação, com a finalidade de facilitar a identificação da melhor alternativa.

Tabela 1: Classificação e respectiva pontuação utilizadas para avaliar as alternativas em cada critérios estabelecido.

Classificação	Pontuação
alta	5

moderada	3
baixa	1

A título de ilustração, a classificação alta significa alto potencial para solucionar o problema regulatório, recebendo cinco pontos.

Na hipótese de as alternativas apresentarem o mesmo resultado na avaliação comparativa, a alternativa eleita será aquela que obtiver a maior pontuação no critério efetividade. A seleção do critério efetividade para efetuar o desempate baseia-se no fato de que este é o que representa de forma mais objetiva a potencialidade da alternativa na solução do problema regulatório identificado.

Uma vez descrita a metodologia utilizada, a seguir, serão apresentadas as avaliações realizadas para cada aspecto identificado, acompanhadas do seu embasamento teórico.

Por fim, importa dizer que os dados utilizados neste capítulo foram consolidados em outubro de 2023, momento no qual se iniciaram os esforços para a elaboração da resolução.

### **Aspecto 1: Quantitativo mínimo de UTs a permanecer no contrato original**

- Alternativa A: Cumprimento integral do valor mínimo do PEM estabelecido no edital de licitações na área original
- Alternativa B: Cumprimento de um quantitativo mínimo de UTs na área original, independentemente do valor mínimo do PEM estabelecido no edital de licitações
- Alternativa C: Inexistência de um quantitativo mínimo de UTs a ser cumprido na área original

Tabela 2: Avaliação comparativa das alternativas no que tange ao quantitativo mínimo de UTs a permanecer no contrato original.

<b>Critério</b>	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>	<b>Alternativa C</b>
Efetividade	baixa	moderada	alta
Operacionalidade	moderada	moderada	moderada
Aderência	moderada	baixa	baixa
<b>Resultado</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>9</b>

Para avaliar a efetividade da alternativa A, é importante relacionar o PEM estabelecido no edital, – que é o mínimo que o concessionário pode ofertar em uma licitação – e o PEM compromissado no âmbito da assinatura do contrato de concessão – que é igual ou superior ao PEM estabelecido no edital –. Observa-se, especialmente nas licitações mais recentes, que o PEM ofertado tem sido o próprio PEM estabelecido no edital. A título de exemplo, dos 232 contratos de concessão com PEM remanescente vigentes em outubro de 2023, 98 tinham o PEM compromissado igual ao PEM do edital, evidenciando que 42% desses contratos não poderiam se beneficiar do mecanismo caso a alternativa A seja selecionada.

Por sua vez, estabelecer um quantitativo mínimo de UTs a ser cumprido no contrato original, como na alternativa B, mostra-se contraproducente. Dado que o concessionário pode solicitar o

cumprimento do PEM em uma outra área por qualquer motivação, entre elas, a inexistência de potencial exploratório na área original, estabelecer como condição o cumprimento de parcela do PEM em uma área na qual já tenha sido avaliada que a possibilidade de sucesso é baixa, não contribuirá para qualquer perspectiva de sucesso exploratório. Além disso, ao determinar um quantitativo mínimo, deve-se levar em consideração que, qualquer que seja a porcentagem estabelecida de UTs para cumprimento obrigatório na área original, a probabilidade de este percentual resultar em um baixo quantitativo de UTs é alta, já que o próprio PEM compromissado tem sido baixo. Assim, não seria possível realizar uma atividade de maior relevância na área original e diminuiria a probabilidade de execução de uma atividade de maior ganho de conhecimento geológico na área receptora.

Considerando que as alternativas A e B implicam em uma limitada capacidade de utilização do mecanismo, a alternativa C é aquela que tem mais capacidade para contribuir para o alcance dos objetivos estabelecidos em todo a sua potencialidade.

No que tange à operacionalidade, as alternativas não se diferenciam entre si porque todas irão demandar um esforço de acompanhamento da parcela de UTs que permanecerá no contrato original e da parcela que será executada no contrato receptor. Há a probabilidade de que na alternativa C não restem UTs a serem realizadas no contrato original, contudo, não se pode esquecer que as UTs que serão executadas na área do contrato receptor precisarão ser distinguidas das UTs originalmente compromissadas nesse contrato, a fim de que o PEM do contrato original possa ser aferido. Tais fatos geram complexidade na contabilização das UTs, motivo pelo qual as alternativas A, B e C foram classificadas como moderadas.

Sob o aspecto da aderência, todas as alternativas preservam a necessidade de cumprimento das UTs com as quais os concessionários se comprometeram contratualmente. Porém, por permitir que a totalidade ou uma parcela das UTs associadas ao PEM estabelecido no edital possa ser cumprida em uma outra área, que não aquela originalmente pactuada, as alternativas B e C apresentam baixa compatibilidade em relação às regras estabelecidas quando compradas à alternativa A, classificada como moderada.

Nesse contexto, a alternativa C configura-se na alternativa recomendada para que o problema regulatório seja solucionado. Posto isso, caberá aos concessionários a decisão sobre o cumprimento do PEM integralmente ou parcialmente na área receptora, restando ainda, nesse último caso, uma parcela a ser executada na área original, conforme estabelecido nos dispositivos abaixo apresentados:

Art. 4º O PEM do contrato original deverá ser cumprido em apenas uma área receptora.

§ 1º O PEM do contrato original poderá ser cumprido parcialmente ou integralmente na área receptora.

§ 2º Caberá aos concessionários definir o quantitativo de Unidades de Trabalho (UTs) ou a atividade compromissada a ser executado na área receptora.

## **Aspecto 2: Aferição do PEM**

- Alternativa A: Utilização do quantitativo de UTs como parâmetro para a verificação do cumprimento do PEM
- Alternativa B: Utilização do valor monetário da UT como parâmetro para a verificação do cumprimento do PEM

Tabela 3: Avaliação comparativa das alternativas no que tange à aferição do PEM.

<b>Critério</b>	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>
Efetividade	alta	baixa

Operacionalidade	alta	baixa
Aderência	alta	baixa
<b>Resultado</b>	<b>15</b>	<b>3</b>

Em primeiro lugar, é importante destacar que UT é a unidade de medida do PEM para os contratos de concessão. No edital de licitações, é estabelecida a equivalência entre UTs e atividade exploratória. Assim, nas licitações, os concessionários se comprometem com um determinado quantitativo de UTs e, durante a fase de exploração, as atividades realizadas são convertidas em UTs para fins de verificação do cumprimento do PEM.

A UT também apresenta valor monetário, que é estabelecido nos editais de licitações para respaldar a obrigação contratual relacionada ao PEM. Considerando o quantitativo de UTs ofertado, é calculado o valor monetário a ser garantido pelos concessionários mediante a apresentação da garantia financeira do PEM. Caso haja descumprimento parcial ou total dessa obrigação, a garantia poderá ser executada pela ANP. Dessa forma, o valor monetário da UT está associada à cláusula penal compensatória dos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural.

O valor monetário da UT é calculado com base no custo médio de perfuração de um poço exploratório, conforme documentado na Nota Técnica nº 20/2022/SPL/ANP-RJ (SEI nº 2302647). Trata-se de uma estimativa, que não necessariamente refletirá o real valor da atividade exploratória. Ainda assim, é possível notar o impacto que a utilização do valor monetário da UT poderia causar caso este seja o parâmetro adotado para aferir o PEM. Sob a perspectiva cronológica, pode-se exemplificar, pontualmente, o comportamento do valor monetário da UT ao longo das licitações para o setor SPAMA-AP1, localizado na bacia Pará-Maranhão: a UT passou de R\$ 12.000, na 6ª Rodada de Licitações, para R\$ 107.000, na 11ª Rodada de Licitações. Caso se considere o contrato original como a referência para a gestão do mecanismo, se esse contrato for mais antigo que o contrato receptor, há uma probabilidade considerável de que o valor monetário da UT seja inferior ao custo real da atividade.

Além disso, sob os pontos de vistas geográfico e geológico, por exemplo, a conversão de 1000 UTs – que correspondem a um poço exploratório – em valor financeiro, tendo como base os parâmetros definidos no contrato original, pode gerar um montante que não equivalha a um poço no contrato receptor. Essas distorções podem ser amplificadas a depender, por exemplo, da realização do PEM em uma área receptora cuja bacia ou modelo exploratório seja distinto da área do contrato original.

Por todo o exposto, ao se considerar o valor monetário da UT para aferir o PEM, corre-se o sério risco de reduzir o quantitativo de atividades a serem realizadas na área receptora. Portanto, a alternativa B é considerada menos efetiva quando comparada à aferição do PEM a partir do quantitativo de UTs.

Quando se avalia sob a ótica da operacionalidade, a alternativa B implica a necessidade de a ANP auditar o custo da atividade realizada na área receptora, tendo em vista que, para aferir o PEM, o custo da atividade deveria equivaler ao valor monetário da UT. A seleção da alternativa B também poderia tornar necessária a correção da distorção entre o valor monetário da UT e o custo real da atividade a ser executada com vistas à aproximação dos dois valores. Adiciona-se, dessa forma, grande complexidade ao mecanismo, tornando a sua implementação significativamente mais onerosa para a ANP do ponto de vista administrativo.

No que se refere ao critério associado à aderência ao modelo vigente para as licitações, a alternativa A mantém a dinâmica atualmente estabelecida: utiliza as UTs como referência para a verificação do cumprimento do PEM. Por outro lado, não há previsão no edital e no contrato de acompanhamento da execução do PEM através do valor monetário da UT. Por isso, as alternativas foram classificadas como alta e baixa, respectivamente.

Diante do apresentado, a alternativa A foi a opção selecionada para aferir o PEM, tendo

seu conteúdo expresso no seguinte dispositivo:

Art. 4º O PEM do contrato original deverá ser cumprido em apenas uma área receptora. (...)

§ 2º Caberá aos concessionários definir o quantitativo de Unidades de Trabalho (UTs) ou a atividade compromissada a ser executado na área receptora.

(...)

Art. 7º O abatimento do PEM referente às UTs ou à atividade executadas em área receptora será realizado no contrato original.

§ 1º Para o cálculo do abatimento do PEM referente às UTs executadas, serão utilizados os fatores de equivalência de UTs definidos no edital de licitações relativo ao contrato original.

### **Aspecto 3: Ambiente operacional das áreas original e receptora**

- Alternativa A: Cumprimento do PEM apenas em áreas receptoras localizadas no mesmo ambiente operacional da área original
- Alternativa B: Cumprimento do PEM em área receptora localizada em qualquer ambiente operacional

Tabela 4: Avaliação comparativa das alternativas no que tange ao ambiente operacional das áreas original e receptora .

<b>Critério</b>	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>
Efetividade	baixa	alta
Operacionalidade	alta	alta
Aderência	moderada	moderada
<b>Resultado</b>	<b>9</b>	<b>13</b>

Anteriormente à apresentação do embasamento teórico, cabe pontuar que este aspecto se limita ao ambiente marítimo, visto que o conceito de ambiente operacional se refere à localização da área em águas rasas ou em águas profundas ou ultraprofundas.

Uma vez que a alternativa B permite o cumprimento do PEM de uma área de águas rasas em águas profundas ou ultraprofundas e vice-versa, é considerada a mais efetiva porque aumenta as possibilidades de aplicação do mecanismo. Embora o número de contratos cujos blocos estejam localizados em águas rasas seja pequeno e, conseqüentemente, o número de empresas que atuam tanto em águas rasas como em águas profundas ou ultraprofundas também seja reduzido – dos 92 blocos com PEM remanescente situados em ambiente marítimo em outubro de 2023, apenas oito estavam localizados em águas rasas, culminando em apenas três concessionários que atuavam tanto em águas rasas como em águas profundas ou ultraprofundas –, é sabido que as áreas mais próximas à costa são aquelas que apresentam maiores dificuldades para a obtenção da licença ambiental. Nesse sentido, restringir o cumprimento do PEM a apenas áreas receptoras localizadas no mesmo ambiente operacional, poderia inviabilizar o cumprimento do PEM referente aos blocos situados em águas rasas, que, historicamente, são mais propícias a encontrarem obstáculos no âmbito do processo de licenciamento ambiental. Esse é um dos motivos pelo quais há uma tendência de que a ANP não ofereça mais blocos próximos à costa; os blocos que hoje estão situados em águas rasas foram adquiridos em rodadas mais antigas, sendo o último em 2017, oriundo da 14ª Rodada de Licitações. Por outro lado, a alternativa B poderia estimular a realização de atividades em áreas localizadas em águas profundas ou ultraprofundas, que reconhecidamente apresentam maior custo para a sua execução.

Ambas as alternativas não apresentam dificuldades no que diz respeito a sua

operacionalização. Para fins de aferição do cumprimento do PEM fora dos limites da área original, será considerada a equivalência de UTs associada ao ambiente operacional do contrato de referência, conforme aspecto 5 apresentado abaixo, independentemente de a área do contrato receptor estar localizada em um ambiente operacional diferente.

Do ponto de vista de aderência, a alternativa A foi classificada como moderada porque adota a lógica de todos os editais de licitações publicados, à exceção do edital de licitações mais recente, relacionado ao 4º Ciclo da Oferta Permanente. A alternativa B, por outro lado, está alinhada ao último edital publicado, que, em termos de valor monetário da UT e de equivalência de UTs, deixou de estabelecer diferenças entre os ambientes operacionais de águas rasas e de águas profundas ou ultraprofundas, passando a adotar as referências definidas para águas rasas, conforme justificado na Nota Técnica nº 20/2022/SPL/ANP-RJ (SEI nº 2302647). Desse modo, também foi classificada como moderada.

Pelas razões elencadas, a alternativa B obteve a maior pontuação. Ao conteúdo da Resolução não foi adicionado artigo específico, uma vez não ter sido necessário definir qualquer restrição associada ao ambiente operacional das áreas original e receptora.

#### **Aspecto 4: Arranjo contratual**

- Alternativa A: Cumprimento do PEM de uma área original em uma área receptora
- Alternativa B: Cumprimento do PEM de uma área original em várias áreas receptoras
- Alternativa C: Cumprimento do PEM de várias áreas originais em uma área receptora
- Alternativa D: Cumprimento do PEM de várias áreas originais em várias áreas receptoras

Tabela 5: Avaliação comparativa das alternativas no que tange ao arranjo contratual.

<b>Critério</b>	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>	<b>Alternativa C</b>	<b>Alternativa D</b>
Efetividade	baixa	moderada	alta	alta
Operacionalidade	alta	moderada	moderada	baixa
Aderência	alta	moderada	moderada	baixa
<b>Resultado</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>7</b>

Para iniciar a análise do critério efetividade, é interessante observar a Figura 1, que ilustra o quantitativo de UTs remanescentes no âmbito do primeiro período exploratórios dos contratos com PEM remanescente vigentes em outubro de 2023:

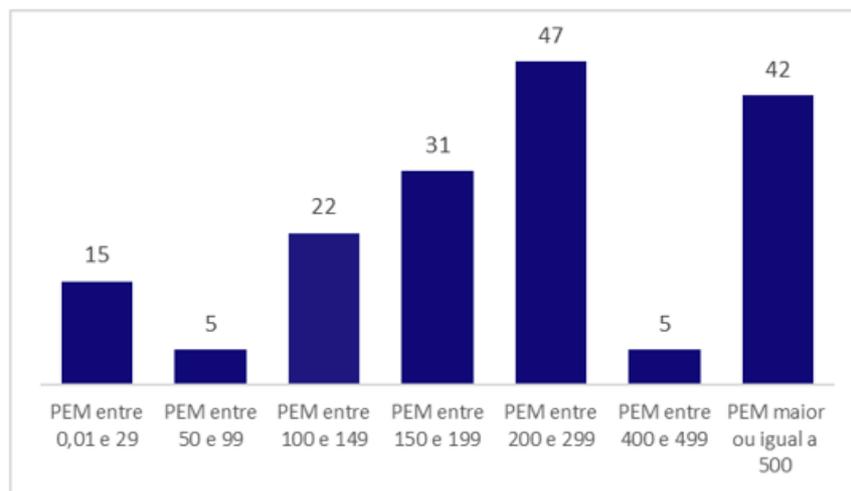


Figura 1: Quantitativo de UTs remanescentes no âmbito do primeiro período exploratórios dos contratos com PEM remanescente.

Quarenta e quatro por cento dos contratos possuíam até 199 UTs para cumprir. Se ampliarmos o espectro, 72% dos contratos tinham como compromisso restante a execução de até 299 UTs. Esses dados deixam claro que, em geral, o quantitativo remanescente de UTs a cumprir é baixo. Portanto, permitir que as UTs de diferentes contratos originais sejam somadas poderá servir como estímulo para que os concessionários possam executar pequenos quantitativos de UTs remanescentes, que, de outro modo, poderiam ser alvo de isenção ou mesmo de pagamento voluntário ou execução da garantia financeira. A atividade oriunda da composição dessas UTs poderá, inclusive, possibilitar a execução de uma atividade de maior relevância para a ampliação do nível conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras quando comparada à realização de pequenos montantes de UTs separadamente.

Seguindo a mesma linha de raciocínio, de modo geral, não é interessante que as UTs sejam particionadas, tendo como objetivo a sua execução em diferentes contratos receptores, visto que o somatório de diversas UTs de pequena monta pode não levar à execução de uma atividade adicional no contrato receptor, mas sim serem adicionadas a uma atividade que já seria realizada no contrato receptor.

Por isso, no que concerne à efetividade, a alternativa C alcançou a mais alta pontuação porque permite que as UTs de várias áreas originais possam ser somadas ao mesmo tempo em que limita a sua execução a uma única área receptora.

Sob a ótica da operacionalidade, a alternativa A é considerada aquela que mais facilmente pode ser implementada porque envolve apenas duas áreas: a área original e a área receptora; opõe-se diametralmente à alternativa D, que envolve uma diversidade de áreas originais e receptoras e, conseqüentemente, de concessionários.

No que tange à aderência ao regramento vigente, os pleitos aprovados até o momento, nos moldes do mecanismo estabelecido nos contratos de concessão, sempre estiveram relacionados ao cumprimento do PEM de uma área original em uma única área receptora, motivo pelo qual a alternativa A obteve a pontuação mais alta. A alternativa que mais se afasta da modelagem atual é a D, e, por isso, foi classificada como baixa. Sob essa perspectiva as alternativas B e C foram consideradas intermediárias, sendo classificadas como moderadas.

Considerando que houve empate entre as alternativas A e C, selecionou-se a alternativa C porque esta obteve a mais alta pontuação no critério efetividade. O tema foi abordado no âmbito do art. 4<sup>a</sup> da resolução:

Art. 4º O PEM do contrato original deverá ser cumprido em apenas uma área receptora.

(...)

§ 3º Poderá ser utilizado mais de um contrato original para a composição do quantitativo de UTs ou da atividade compromissada a ser executado na área receptora.

### Aspecto 5: Contrato de referência para a gestão do mecanismo

- Alternativa A: Gestão do mecanismo de cumprimento do PEM fora dos limites da área original conforme contrato de origem
- Alternativa B: Gestão do mecanismo de cumprimento do PEM fora dos limites da área original conforme contrato receptor

Tabela 6: Avaliação comparativa das alternativas no que tange ao contrato de referência para a gestão do mecanismo.

<b>Critério</b>	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>
Efetividade	alta	alta
Operacionalidade	moderada	alta
Aderência	alta	baixa
<b>Resultado</b>	<b>13</b>	<b>11</b>

Primeiramente, é importante pontuar que o que se considera como gestão do mecanismo de cumprimento do PEM fora dos limites da área original está associado ao contrato de referência. Esse será o contrato no qual será realizado o abatimento do PEM, bem como será a referência para a definição do prazo para a realização das UTs.

Entende-se que a efetividade do mecanismo é maior na alternativa A, sobretudo, porque utilizar o contrato receptor como referência poderia propiciar comportamentos oportunistas no que diz respeito ao prazo para a execução da atividade. Significa dizer que o concessionário poderia se aproveitar do mecanismo com a finalidade de postergar a execução da atividade ao escolher um contrato receptor com data de término superior ao contrato original. Tal fato poderia se caracterizar em uma prorrogação da fase de exploração não prevista no contrato ou outra resolução da ANP específica sobre o tema.

A operacionalização do mecanismo foi considerada mais exequível na alternativa B porque, nesse caso, as UTs seriam transferidas para o contrato receptor e se reuniriam às demais UTs desse contrato, facilitando a gestão do cumprimento do PEM fora dos limites da área original. Além disso, caso se estabelecesse qualquer ausência de vínculo com o contrato original, possibilitaria a rescisão do contrato original que não tivesse mais nenhuma UT associada, sem a necessidade de que continue vigente sem nenhuma perspectiva de execução de atividades.

A alternativa A obteve maior pontuação no critério aderência porque, ao se manter o abatimento do PEM e o prazo de realização da atividade associados ao contrato original, respeita-se aspectos relevantes da modelagem estabelecida nas licitações. Em oposição, a aderência da alternativa B foi considerada baixa.

Uma vez que a alternativa escolhida foi a A, inseriu-se diferentes dispositivos na minuta de resolução para abordar o seu conteúdo:

Art. 5º A execução das UTs ou da atividade compromissada na área receptora terá como prazo limite a data de término do período exploratório vigente do contrato original.

§ 1º Caso a data de término do período exploratório vigente do contrato receptor seja inferior à data de término do período exploratório vigente do contrato original, o prazo limite para a execução das UTs ou da atividade compromissada será a data de término do período exploratório vigente do contrato receptor.

(...)

Art. 7º O abatimento do PEM referente às UTs ou à atividade executadas em área receptora será realizado no contrato original.

§ 1º Para o cálculo do abatimento do PEM referente às UTs executadas, serão utilizados os fatores de equivalência de UTs definidos no edital de licitações relativo ao contrato original.

§ 2º Inexistindo fatores de equivalência de UTs no edital de licitações relativo ao contrato original, serão utilizados os fatores de equivalência do edital de licitações publicado mais recentemente.

(...)

Art. 9º No caso de descumprimento do PEM do contrato original, serão aplicadas as penalidades previstas no contrato original.

### **Aspecto 6: Atividades elegíveis**

- Alternativa A: Cumprimento do PEM mediante perfuração de poço
- Alternativa B: Cumprimento do PEM mediante perfuração de poço e levantamentos geofísicos e geoquímicos, excluídos os dados não exclusivos
- Alternativa C: Cumprimento do PEM mediante perfuração de poço e levantamentos geofísicos e geoquímicos, incluídos os dados não exclusivos
- Alternativa D: Cumprimento do PEM mediante qualquer atividade estabelecida no edital de licitações, incluídos os dados exclusivos e não exclusivos

Tabela 7: Avaliação comparativa das alternativas no que tange às atividades elegíveis.

<b>Critério</b>	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>	<b>Alternativa C</b>	<b>Alternativa D</b>
Efetividade	baixa	alta	moderada	moderada
Operacionalidade	alta	alta	alta	alta
Aderência	baixa	moderada	moderada	alta
<b>Resultado</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>13</b>

Em termos de efetividade, na alternativa A, apenas seria considerada a atividade de perfuração de poço. Restringir o cumprimento do PEM fora dos limites da área original somente a essa atividade poderia limitar a aquisição de dados, uma vez que se trata de uma atividade que ocorre em uma etapa avançada da fase de exploração. A sua realização é antecedida pela execução de outras atividades exploratórias como, por exemplo, a aquisição de dados sísmicos. Dado a falta de conhecimento prévio de uma determinada área, na ausência de aquisição de novos dados, não seria possível executar a perfuração de um poço. Por essa razão, sua efetividade foi considerada baixa.

Por outro lado, embora a alternativa C inclua outras atividades para além da perfuração de poço, esta foi classificada como moderada porque abrange, dentre as atividades consideradas, os levantamentos de dados não exclusivos. De acordo com a Resolução ANP nº 889/2022, dados não exclusivos são dados técnicos obtidos por empresa de aquisição de dados para fins de comercialização. Esses dados são adquiridos por meio de programas que podem ser vendidos a mais de um concessionário, o que pode ensejar na sua utilização para o abatimento do PEM mais de uma vez, ainda que em contratos distintos. Nesse sentido, compreende-se que, ao se adicionar a perspectiva de uso de dados não exclusivos, seria minimizada a possibilidade de realização de programas de aquisição de dados adicionais para determinada área, na medida em que estes já poderiam estar disponíveis para compra por parte dos concessionários. Tal situação não se reverteria no incentivo à realização de atividades exploratórias em toda a sua completude. Assim, devido ao fato de considerar os dados não exclusivos

para efeitos de abatimento do PEM cumprido, a alternativa C foi classificada como moderada.

Ainda sobre o critério efetividade, a alternativa D é a mais flexível possível porque contempla o maior número de atividades elegíveis, incluindo o reprocessamento de dados. O reprocessamento consiste, de acordo com a Resolução ANP nº 889/2022, em um novo tratamento do dado, realizado por meio de procedimentos novos ou diferenciados com relação aos procedimentos previamente utilizados no processamento inicial executado logo após a aquisição. Dessa forma, o reprocessamento de dados não se trata de uma nova aquisição de dados, limitando-se tão somente aos dados já existentes. Aliado ao fato de também considerar os dados não exclusivos, pode-se dizer que essa alternativa contribui moderadamente para fomentar a realização de um maior volume de atividades exploratórias.

Assim, baseando-se nos argumentos acima apresentados, a alternativa B é aquela que, em termos de efetividade, agregará maior valor à fase de exploração, pois tem capacidade mais elevada para incentivar a aquisição de um volume maior de dados geológicos e geofísicos.

No que tange à operacionalidade, as alternativas não se distinguem entre si, visto que atualmente o procedimento para abatimento do PEM, independentemente da atividade realizada, está bem consolidado na ANP.

Quando se analisa sob a ótica da aderência, a alternativa D é a mais aderente ao regramento vigente porque considera para o abatimento do PEM todas as tipologias de atividades atualmente contempladas no edital de licitações. Desse modo, à medida em que se caminha de A para D, amplia-se o conjunto de atividades passíveis de serem realizadas, aumentando-se progressivamente a aderência das alternativas ao regramento vigente.

Tendo em vista que as alternativas B e D obtiveram a mesma pontuação, o desempate foi realizado considerando o desempenho das alternativas no que se refere ao critério efetividade. Assim, por ter sido classificada como a mais efetiva, selecionou-se a alternativa B.

Importante pontuar que a resolução estabeleceu uma distinção entre atividades elegíveis para a utilização do mecanismo em áreas contratadas e em áreas não contratadas. Para áreas não contratadas, a única categoria de poço exploratório abrangida foi o poço estratigráfico, visto que é a categoria de poço voltada à aquisição de dados.

Para tratar o tema, inseriu-se o art. 6º na minuta de resolução:

Art. 6º Para fins de cumprimento do PEM fora dos limites da área original, serão considerados apenas os levantamentos geofísicos e geoquímicos e a perfuração de poço exploratório.

§ 1º Os levantamentos geofísicos e geoquímicos e a perfuração de poço exploratório deverão ser iniciados após a assinatura dos termos aditivos aos contratos original e receptor.

§ 2º A categoria de poço a ser considerada para fins de cumprimento do PEM em área não contratada se restringe a poço exploratório estratigráfico, conforme categorização estabelecida na legislação aplicável.

§ 3º Os levantamentos geofísicos e geoquímicos não exclusivos não serão considerados para fins de cumprimento do PEM fora dos limites da área original.

#### **4. DEMAIS ASPECTOS CONTRATUAIS**

Durante a elaboração do ato normativo, teve-se especial atenção em relação aos aspectos contratuais que necessitariam de uma abordagem particular considerando-se a perspectiva de cumprimento do PEM fora da área de concessão original. Os aspectos que se enquadraram nesta categoria foram aqueles para os quais se compreendeu que adicionariam segurança jurídica ao processo, reduziriam dúvidas quanto ao regramento estabelecido ou minimizariam eventuais comportamentos oportunistas quando da implementação do mecanismo de cumprimento do PEM fora da área original. Dessa forma, os seguintes aspectos foram alvo de abordagem na resolução:

- descobertas de petróleo ou gás natural;
- confidencialidade dos dados;

- conteúdo local;
- descomissionamento de instalações;
- segurança operacional; e
- prorrogação, suspensão, isenção, exoneração e cessão de direitos.

Nesse sentido, para tais aspectos, inseriu-se na resolução dispositivos visando propiciar previsibilidade e clareza às condições estabelecidas.

#### **4.1 Descobertas de Petróleo ou Gás Natural**

Encontrados indícios de hidrocarbonetos quando do cumprimento do PEM nos limites do contrato receptor, o operador desse contrato deverá notificar a ANP, nos termos do contrato de concessão e da Resolução ANP nº 699/2017. No caso de áreas não contratadas, visto que não há essa previsão legal nos regulamentos vigentes, definiu-se que o operador do contrato original será o responsável por notificar a ANP, em caráter exclusivo, no prazo máximo de 72 horas, de acordo com o artigo 10:

Art. 10. Qualquer descoberta de petróleo ou gás natural devido ao cumprimento do PEM fora dos limites da área original deverá ser obrigatoriamente notificada à ANP:

I - pelo operador do contrato receptor, nos termos da legislação aplicável, caso a área receptora seja contratada; ou

II - pelo operador do contrato original, em caráter exclusivo, no prazo máximo de setenta e duas horas, caso a área receptora seja não contratada.

Tendo interesse em avaliar a descoberta, é direito dos concessionários do contrato receptor avaliá-la mediante a apresentação de um Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e Gás Natural (PAD), conforme estabelecido na Resolução ANP nº 845/2021. Esse entendimento deriva do fato de que o responsável pela área em que a atividade for realizada detém os direitos contratuais advindos da exploração dessa área. Assim, a resolução deixa claro que os concessionários do contrato original não terão direito às descobertas notificadas e às declarações de comercialidade efetuadas no contrato receptor, ainda que o poço tenha sido perfurado para o abatimento do PEM do contrato original. Tais concessionários também não terão quaisquer direitos em relação às descobertas realizadas em área não contratada, conforme artigo abaixo:

Art. 11. O cumprimento do PEM fora dos limites da área original não confere aos concessionários do contrato original direito às descobertas notificadas e às declarações de comercialidade efetuadas no contrato receptor.

#### **4.2 Confidencialidade dos Dados**

Atendendo a uma demanda da SDT, encaminhada mediante o Ofício nº 242/2024/SDT/ANP-RJ (SEI nº 3895004), foi inserido um artigo na minuta de resolução para abordar os aspectos associados à confidencialidade dos dados. Esse dispositivo encontra-se aderente à Resolução ANP nº 889/2022 e aos contratos de concessão.

O conteúdo desse artigo foi alinhado com a SDT por meio dos Ofícios nº 346/2024/SEP/ANP-RJ (SEI nº 3895004) e nº 290/2024/SDT/ANP-RJ (SEI nº 3967861), culminando na seguinte redação:

Art. 14. Os dados adquiridos durante o cumprimento do PEM fora dos limites da área original serão:

I - confidenciais, nos termos da legislação aplicável, caso a área receptora seja contratada;

II - públicos imediatamente após a sua aquisição, nos termos da legislação aplicável, caso a área receptora seja não contratada; ou

III - públicos imediatamente após a sua aquisição, caso o mesmo levantamento englobe áreas contratada e não contratada.

Parágrafo único. Tornar-se-ão públicos, ainda que durante a vigência do período de sigilo, os dados

exclusivos adquiridos em área receptora cujo contrato se encerre, considerando-se sempre o contrato de maior duração quando o dado for comum a diferentes áreas contratadas.

### 4.3 Conteúdo Local

Em relação ao conteúdo local, a SCL entendeu que a solução mais adequada para aferi-lo na ocasião do cumprimento do PEM em área receptora contratada seria aplicar as regras do contrato receptor, conforme as justificativas apresentadas na Nota Técnica nº 7/2024/SCL/ANP-RJ (SEI nº 3896163) e exaradas nos Ofícios nº 69/2024/SCL/ANP-RJ (SEI nº 3896241) e nº 85/2024/SCL/ANP-RJ (SEI nº 3963496)

Assim, a Nota Técnica mencionada recomenda contabilizar e aferir o conteúdo local de acordo com o local de realização dos investimentos, ou seja, no contrato em que os gastos forem efetivamente realizados. De acordo com o documento, a transferência de dispêndios em conteúdo local para outros contratos fora do local de sua realização traria impactos e requereria adaptações contábeis pelos operadores, que passariam a alterar artificialmente registros que fogem do contexto padrão de centro de custos e dos fatos geradores, podendo levar a “contabilidades paralelas”, que reduzem de sobremaneira a integridade e a rastreabilidade das declarações de dispêndios nos relatórios e resulta em conflito com o que dispõe a Resolução ANP nº 871/2022.

Em áreas não contratadas, compreendeu-se que o conteúdo local relacionado à execução de atividades nessas áreas deveria ser objeto de resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Tal entendimento deriva-se da competência desse órgão de assessoramento para a formulação de políticas e diretrizes de energia.

À exemplo da Resolução ANP nº 848/2021, que, no seu art. 17, § 2º, remete à possibilidade de o CNPE realizar a inclusão de novas atividades ou alterar os parâmetros de contabilização de conteúdo local, a minuta de resolução objeto desta Nota Técnica prevê que as regras de conteúdo local a serem aplicadas para o cumprimento do PEM em área não contratada deverão ser definidas em resolução do CNPE. Enquanto tais regras não forem publicadas, compreendeu-se prudente não admitir solicitações de cumprimento do PEM em área não contratada.

Portanto, incluiu-se os artigos 13 e 25 na resolução, que abordam os aspectos de conteúdo local:

Art. 13. Os dispêndios realizados para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original estarão sujeitos às regras de conteúdo local:

I - do contrato receptor, caso a área receptora seja contratada; ou

II - da autorização a que se refere o art. 20, caso a área receptora seja não contratada.

§ 1º No caso do inciso I, os dispêndios serão declarados pelo operador e apurados pela ANP em conjunto com aqueles realizados na fase de exploração do contrato receptor.

§ 2º No caso do inciso II, os dispêndios serão declarados pelo operador e apurados pela ANP em relatório específico de conteúdo local, de forma independente daqueles realizados na fase de exploração do contrato original.

§ 3º A autorização a que se refere o inciso II estabelecerá as regras de conteúdo local com base em Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que regulamentará o tema.

(...)

Art. 25. Não serão admitidas solicitações de cumprimento do PEM em área não contratada enquanto a Resolução do CNPE a que se refere o § 3º do art. 13 não tiver sido publicada.

### 4.4 Descomissionamento de Instalações

A responsabilidade pelo descomissionamento de instalações é indissociável do concessionário responsável pela execução da atividade, bem como da localização geográfica onde foi realizada. Assim, o art. 15 materializa esse entendimento:

Art. 15. O descomissionamento de instalações será de responsabilidade dos concessionários:

I - do contrato receptor, caso a área receptora seja contratada; ou

II - do contrato original, caso a área receptora seja não contratada.

#### 4.5 Segurança Operacional

Atentou-se também para a necessidade de abordar os riscos operacionais associados à realização das atividades fora dos limites da área original. Uma vez que se verifica uma relação direta entre a área na qual será realizada a atividade exploratória, o concessionário responsável pela execução da atividade e a assunção do risco de execução da atividade, no caso de área receptora contratada, é natural imputar a responsabilidade sobre a execução da atividade, bem como os riscos operacionais inerentes, aos concessionários do contrato receptor.

Em termos de área não contratada, não há dúvidas concernentes à segurança operacional: trata-se de responsabilidade dos concessionários do contrato original, que serão, de fato, aqueles que executarão a atividade na área receptora não contratada.

Posto isso, foi adicionado o art. 16 na minuta de resolução:

Art. 16. As penalidades associadas às regras de segurança operacional e meio ambiente serão aplicadas aos concessionários:

I - do contrato receptor, caso a área receptora seja contratada; ou

II - do contrato original, caso a área receptora seja não contratada.

#### 4.6 Prorrogação, Suspensão, Isenção, Exoneração e Cessão de Direitos

Partindo do ponto de vista de que a utilização do mecanismo de cumprimento do PEM fora dos limites da área original é uma escolha dos concessionários, realizada a partir de um acordo entre as partes dos contratos original e receptor, gerando benefícios para ambos, alguns direitos contratuais serão suspensos durante a implementação do mecanismo ou mesmo terão seu usufruto impossibilitados durante toda a vigência dos contratos, seja original ou receptor. Ao determinar essas regras, o objetivo foi evitar o mal uso do mecanismo. Nesse sentido, as seguintes salvaguardas foram estabelecidas:

- a fase de exploração dos contratos original e receptor não poderá ser prorrogada enquanto o PEM fora dos limites da área original não tiver sido abatido integralmente;
- os contratos original e receptor não poderão ser suspensos enquanto o PEM fora dos limites da área original não tiver sido abatido integralmente;
- os contratos original e receptor não poderão ser alvo de isenção de obrigações associadas a toda e qualquer obrigação do PEM, esteja ela relacionada ou não ao PEM a ser cumprido fora dos limites da área original, durante toda a vigência dos contratos original e receptor;
- os contratos original e receptor não poderão ser alvo de exoneração de obrigações associadas a toda e qualquer obrigação do PEM, esteja ela relacionada ou não ao PEM a ser cumprido fora dos limites da área original, durante toda a vigência dos contratos original e receptor; e
- os contratos original e receptor não poderão sofrer mudança de operador enquanto o PEM fora dos limites da área original não tiver sido abatido integralmente.

Assim, foram inseridos os seguintes dispositivos:

Art. 5º A execução das UTs ou da atividade compromissada na área receptora terá como prazo limite a data de término do período exploratório vigente do contrato original.

(...)

§ 2º Não serão admitidas solicitações de prorrogação da fase de exploração e de suspensão dos contratos original e receptor enquanto o PEM fora dos limites da área original não tiver sido

abatido integralmente.

(...)

Art. 8º Não serão admitidas solicitações de isenção e de exoneração associadas às obrigações do PEM no âmbito dos contratos original e receptor, uma vez aprovada a solicitação de cumprimento do PEM fora dos limites da área original.

(...)

Art. 12. Não será admitida mudança de operador dos contratos original e receptor enquanto o PEM fora dos limites da área original não tiver sido abatido integralmente.

## 5. DOCUMENTAÇÃO

Para assegurar a operacionalização do mecanismo, bem como afastar quaisquer incertezas jurídicas, definiu-se o conjunto de documentos necessários para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original.

### 5.1 Garantia Financeira do PEM

A depender da modalidade da garantia financeira do PEM do contrato original, deverá ser apresentada nova garantia financeira ou uma declaração, documento no qual os concessionários do contrato original declaram que a garantia emitida para assegurar o PEM do contrato original, também garantirá o cumprimento do PEM fora dos limites da área original. A necessidade de apresentação de uma nova garantia ocorre para as modalidades seguro garantia e carta de crédito. Para as demais modalidades – contrato de penhor de petróleo e gás natural e depósito caução – a apresentação da declaração é suficiente para respaldar o cumprimento do PEM, conforme artigo abaixo:

Art. 17. O operador dos contratos deverá solicitar à ANP o cumprimento do PEM fora dos limites da área original, indicando:

(...)

§ 1º A solicitação deverá ser acompanhada da apresentação:

(...)

II - da garantia financeira correspondente ao valor financeiro do quantitativo de UTs ou da atividade compromissada a ser executado na área receptora quando o PEM do contrato original estiver garantido mediante as modalidades seguro garantia e carta de crédito, em conformidade com as regras estabelecidas no edital de licitações e no contrato original, conforme modelos disponíveis no sítio eletrônico da ANP ([www.gov.br/anp](http://www.gov.br/anp)); e

III - da declaração referente à garantia financeira quando o PEM do contrato original estiver garantido mediante as modalidades contrato de penhor de petróleo e gás natural e depósito caução, conforme modelo disponível no sítio eletrônico da ANP ([www.gov.br/anp](http://www.gov.br/anp)).

### 5.2 Termo de Responsabilidade

Entre os documentos que deverão ser apresentadas pelo operador no momento da solicitação, está o termo de responsabilidade para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original, que deverá ser assinado por todos os concessionários envolvidos, seja do contrato original ou do contrato receptor. Trata-se de um documento que formaliza o consentimento e a parcela de responsabilidade de todas as partes envolvidas, sendo seu modelo apresentado no Anexo I da resolução.

Art. 17. O operador dos contratos deverá solicitar à ANP o cumprimento do PEM fora dos limites da área original, indicando:

(...)

§ 1º A solicitação deverá ser acompanhada da apresentação:

I - do termo de responsabilidade para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original assinado pelos concessionários do(s) contrato(s) original(is) e receptor, conforme modelo disposto no Anexo I;

(...).

### 5.3 Termo Aditivo

De forma a garantir segurança jurídica ao cumprimento do PEM em contrato e local distintos daqueles em que foram originalmente previstos, serão necessárias algumas adaptações contratuais, que culminarão na necessidade de assinatura de um termo aditivo. Uma vez que tanto o contrato original como o contrato receptor sofrerão alterações, seja para modificar o local de realização da atividade no caso do contrato original, seja para adicionar ao contrato receptor as UTs que serão realizadas no âmbito da sua área de concessão, a formalização do cumprimento do PEM fora da área original ocorrerá mediante aditivo contratual em ambos os contratos:

Art. 21. Aprovada a solicitação de cumprimento do PEM fora dos limites da área original, as partes celebrarão termo aditivo aos contratos original e receptor, conforme modelos dispostos nos Anexos II e III.

### 5.4 Termo de Anuência

O Termo de Anuência foi estabelecido para garantir que todos os concessionários tenham ciência acerca da atividade realizada no contrato receptor que será alvo de abatimento no contrato original. Esse termo também se configura numa salvaguarda, tendo em vista que, assinado pelos concessionários dos contratos original e receptor, prevenirá que qualquer um dos concessionários indique desconhecimento a respeito da utilização de determinada atividade e respectivas UTs para abatimento do PEM no contrato original. Abaixo é apresentado o dispositivo da resolução que aborda esse tema:

Art. 23. A solicitação de abatimento do PEM no contrato original referente às UTs ou à atividade executadas na área receptora deverá ser acompanhada:

(...)

II - do termo de anuência para o abatimento do PEM no contrato original assinado pelos concessionários do(s) contrato(s) original(is) e receptor, conforme modelo disposto no Anexo IV.

### 5.5 Autorização para a realização de atividades em área não contratada

No caso do cumprimento do PEM em áreas não contratadas, compreendeu-se relevante que, previamente à aprovação da solicitação de cumprimento do PEM fora dos limites da área original, fosse emitida autorização da ANP para a realização da atividade. Tal fato segue a modelagem estabelecida na Resolução ANP nº 889/2022, que estabelece a necessidade de autorização da ANP para que as empresas de aquisição de dados realizem atividades de aquisição de dados não exclusivos. Ainda que, no caso em questão, a responsabilidade pela aquisição dos dados seja dos concessionários, a realização de atividades em área não contratada deverá ser precedida de autorização outorgada pela ANP, na qual estarão estabelecidas as condições para a realização da atividade. O artigo abaixo representa tal situação:

Art. 20. A aprovação da solicitação de cumprimento do PEM em área não contratada será formalizada posteriormente à emissão da(s) autorização(ões) da ANP para a realização das atividades fora dos limites da área original.

## 6. PROCEDIMENTOS

Para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original, haverá a necessidade de que o operador dos contratos apresente uma solicitação à ANP. Aprovada a solicitação e realizada a atividade, o operador deverá, então, solicitar o abatimento do PEM no contrato original.

### 6.1 Solicitação de cumprimento do PEM fora dos limites da área original

No âmbito desta seção, previu-se dispositivos para proceder a apresentação, a análise e a aprovação da solicitação de cumprimento do PEM fora dos limites da área original. Objetivou-se, assim, estabelecer um processo simples, de fácil implementação e célere.

O art. 17 define as informações e os documentos que deverão ser apresentadas pelo operador quando do envio da solicitação. Entre os documentos, estabeleceu-se a necessidade de envio de um Termo de Responsabilidade, conforme já citado anteriormente.

Caso o contrato original esteja suspenso, previamente ao envio da solicitação de cumprimento do PEM fora dos limites da área original, o operador deverá solicitar à ANP a contabilização do prazo a ser restituído ao contrato original, tendo em vista que é necessário conhecer o prazo remanescente do contrato original para o planejamento da execução da atividade. Assim, após a celebração dos termos aditivos aos contratos original e receptor, o contrato original deverá retornar à atividade.

Abaixo, são apresentados os artigos associados aos temas acima abordados.

Art. 17. O operador dos contratos deverá solicitar à ANP o cumprimento do PEM fora dos limites da área original, indicando:

I - contrato(s) original(is) e bloco(s) associado(s);

II - contrato receptor e bloco associado ou coordenadas geográficas do polígono da área não contratada, conforme diretrizes estabelecidas na legislação aplicável;

III - quantitativo de UTs ou atividade compromissada a ser executado na área receptora, associando-o com os seus respectivos contratos originais, caso aplicável; e

IV - atividades previstas a serem executadas na área receptora, quando o PEM for aferido em UTs.

§ 1º A solicitação deverá ser acompanhada da apresentação:

I - do termo de responsabilidade para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original assinado pelos concessionários do(s) contrato(s) original(is) e receptor, conforme modelo disposto no Anexo I;

II - da garantia financeira correspondente ao valor financeiro do quantitativo de UTs ou da atividade compromissada a ser executado na área receptora quando o PEM do contrato original estiver garantido mediante as modalidades seguro garantia e carta de crédito, em conformidade com as regras estabelecidas no edital de licitações e no contrato original, conforme modelos disponíveis no sítio eletrônico da ANP ([www.gov.br/anp](http://www.gov.br/anp)); e

III - da declaração referente à garantia financeira quando o PEM do contrato original estiver garantido mediante as modalidades contrato de penhor de petróleo e gás natural e depósito caução, conforme modelo disponível no sítio eletrônico da ANP ([www.gov.br/anp](http://www.gov.br/anp)).

§ 2º Caso o contrato original esteja suspenso, previamente à solicitação de cumprimento do PEM fora dos limites da área original, o operador deverá solicitar à ANP a contabilização do prazo a ser restituído ao contrato original.

## 6.2 Solicitação de Abatimento do Programa Exploratório Mínimo no Contrato Original

Uma vez que a atividade a ser executada no contrato receptor configurar-se-á em um compromisso adicional ao PEM pactuado nesse contrato, com vistas a impedir que o PEM seja abatido tanto no contrato original como no contrato receptor, inseriu-se o seguinte artigo:

Art. 22 Caberá aos concessionários dos contratos original e receptor definirem as atividades executadas na área receptora que serão utilizadas para fins de abatimento do PEM no contrato original.

Parágrafo único. No caso de múltiplos contratos originais, caberá aos concessionários dos contratos original e receptor definirem as atividades que serão utilizadas para fins de abatimento do PEM em cada contrato original.

Além disso, definiu-se a necessidade de apresentação do termo de anuência, conforme justificado anteriormente:

Art. 23. A solicitação de abatimento do PEM no contrato original referente às UTs ou à atividade executadas na área receptora deverá ser acompanhada:

I - das informações relativas às atividades executadas na área receptora que serão utilizadas para fins de abatimento do PEM no contrato original; e

II - do termo de anuência para o abatimento do PEM no contrato original assinado pelos concessionários do(s) contrato(s) original(is) e receptor, conforme modelo disposto no Anexo IV.

## 7. CONCLUSÃO

A minuta de resolução proposta aborda todos os elementos relevantes para possibilitar o cumprimento do PEM fora dos limites da área original. Para além de definir claramente as situações nas quais o PEM poderá ser cumprido nas áreas receptoras, a resolução também incorpora os procedimentos a serem realizados pelos concessionários para a sua solicitação e para o abatimento do PEM.

É importante sublinhar que a decisão sobre o cumprimento do PEM fora dos limites da área original é uma escolha dos concessionários, que deverão avaliar a conveniência e a oportunidade de submeterem à ANP uma solicitação para tal. No âmbito dessa solicitação, deverão ser encaminhados os documentos e as informações definidos na resolução, não sendo necessária, entretanto, a apresentação de uma justificativa. Uma vez apresentada a solicitação, a ANP verificará o preenchimento dos requisitos estabelecidos na resolução, bem como a conformidade dos documentos e informações encaminhados, e, ao final, deliberará a seu respeito.

Atendendo aos objetivos específicos estabelecidos no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023/SEP/ANP-RJ, a minuta de Resolução não apenas tornam claras, mas também amplia e uniformiza, as possibilidades de cumprimento do PEM fora dos limites da área original, considerando as diretrizes estabelecidas nos contratos de concessão. O normativo também afasta a discricionariedade do tomador de decisão com relação à aprovação da solicitação apresentada.

Por todo o exposto, a SEP compreende que a minuta de resolução objeto do Anexo I desta Nota Técnica apresenta elevado grau de maturidade, alcançado a partir de um processo regulatório transparente e participativo, que levou em conta a visão dos concessionários, das UORGs que apresentam interface com o tema, do Ministério de Minas Energia, assim como dos demais atores envolvidos, culminando em uma proposta de solução regulatória robusta.

**Edson Marcello Peçanha Montez**

Coordenador de Regulação e de Gestão da Informação

**Lydia Huguenin Queiroz**

Analista de Infraestrutura

**Rosana de Rezende Andrade**

Assessora Técnica de Instrumentos Regulatórios

De acordo:

**Luciano Lobo**

Superintendente de Exploração

Anexos: [I] Minuta de Resolução (SEI nº 4054014);

[II] Análise das contribuições recebidas na Consulta Prévia nº 5/2023 associadas ao escopo do ato normativo (SEI nº 4054097);

[III] Análise das contribuições encaminhadas pelo IBP mediante a Carta E&P 030/2024 (SEI nº

4054242); e

[IV] Análise das contribuições encaminhadas pelas Unidades Organizacionais da ANP que tem interface com o tema (SEI nº 4054260).



Documento assinado eletronicamente por **LYDIA HUGUENIN QUEIROZ, Analista de Infraestrutura**, em 28/05/2024, às 14:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **ROSANA DE REZENDE ANDRADE, Especialista em Regulação**, em 28/05/2024, às 15:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **LUCIANO RICARDO DA SILVA LOBO, Superintendente de Exploração**, em 29/05/2024, às 15:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.anp.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **4044232** e o código CRC **DF7473CF**.