



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Exploração

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 1/2023/SEP/ANP-RJ

Elaborado por: Fernanda Lumertz Martello

Lydia Huguenin Queiroz

Rosana de Rezende Andrade

Edson Marcello Peçanha Montez

Aprovado por: Fábio de Albuquerque Caldeira Brant

Versão	Descrição	Data
0	Versão inicial (SEI nº 2768144)	26/01/2023
1	Versão inclui as contribuições recebidas das UORGs do <i>upstream</i> , conforme registrado na Nota Técnica nº 6/2023/SEP/ANP-RJ (SEI nº 2868464). A principal alteração refere-se à adição dos órgãos ambientais como atores afetados, no subcapítulo 3.3	09/03/2023
2	Versão inclui as contribuições recebidas da SGE, conforme registrado na Nota Técnica nº 9/2023/SEP/ANP-RJ (SEI nº 3046225). As alterações principais ocorreram no sumário, inclusão do subcapítulo 3.3 Mapeamento de Experiência Internacional e inclusão da alternativa Elaboração de Guia Orientativo (capítulos 7 e 8).	09/05/2023

SUPERINTENDÊNCIA DE EXPLORAÇÃO

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 1/2023/SEP/ANP-RJ

Assunto: Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora da área de concessão.

1. IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA

Esta proposta não se encontra inserida na Agenda Regulatória da ANP correspondente ao biênio 2022-2023.

2. SUMÁRIO

O Programa Exploratório Mínimo corresponde ao conjunto mínimo de atividades exploratórias que devem ser realizadas durante a fase de exploração. A partir da constatação de dificuldades relacionados à execução dessas atividades em contratos de concessão, a Superintendência de Exploração observou a existência do problema regulatório identificado como baixa flexibilidade para o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora da área de concessão.

Assim, foi elaborado o presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório, que tem como objetivos avaliar o impacto das alternativas encontradas e subsidiar o processo de tomada de decisão para o enfrentamento do problema apresentado.

Mapeadas as causas e consequências do problema regulatório, foi construída a árvore de problema, que garante visibilidade a esses itens que ao longo do texto foram descritos e quantificados. Posteriormente, foram identificados os seguintes agentes afetados pelo problema: governo, ANP, concessionário, operador da concessão, fornecedores de bens e serviços, órgãos ambientais, sociedade e academia.

Os objetivos a serem alcançados foram divididos entre objetivo geral e objetivos 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.

O relatório culminou na identificação de quatro alternativas regulatórias, sendo a primeira alternativa a manutenção do cenário atual. A segunda alternativa, classificada como não-normativa, constituiu-se na elaboração de um guia orientativo. As duas últimas alternativas, consideradas normativas, são a revisão do contrato de concessão e a edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão.

As alternativas foram comparadas através da metodologia denominada análise multicritério. Foram definidos os seguintes critérios: complexidade na elaboração, custos para a ANP, custos para o agente regulado, efetividade e segurança jurídica.

Ao final, concluiu-se que a opção mais adequada para solucionar o problema relacionado à baixa flexibilidade para o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora da área de concessão é a edição de um ato normativo com ajustes no contrato de concessão.

3. ESTUDO DO PROBLEMA

3.1. Contextualização

O termo PEM é definido pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nas seções que descrevem o edital de licitação e o contrato de concessão. A lei estabelece que o edital de licitação deve, obrigatoriamente, conter o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos, e outros itens. Da mesma forma, o contrato de concessão deve conter a definição do bloco objeto da concessão; o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; o programa de trabalho e o volume do investimento previsto; a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase; os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato, entre outros requisitos.

Os contratos de concessão definem o PEM como um programa de trabalho a ser cumprido pelo concessionário no decorrer da fase de exploração. Com o objetivo de aferir a execução do PEM, criou-se o conceito de unidade de trabalho (UT), definida como a unidade de conversão para diferentes trabalhos exploratórios.

Atualmente, no regime de concessão, a ANP emprega o bônus de assinatura e o PEM expresso em UTs como parâmetros de oferta para a definição da empresa vencedora da licitação de bloco exploratório. Assim, por consequência, o PEM é estabelecido no contrato de concessão como um instrumento para o acompanhamento e a fiscalização das atividades exploratórias a serem realizadas durante a fase de exploração.

3.1.1. Histórico do Programa Exploratório Mínimo

No regime de concessão, o PEM corresponde a um conjunto de atividades exploratórias que é expresso em UTs ofertadas na rodada de licitação. Durante a fase de exploração, as atividades realizadas pelo concessionário serão convertidas em UTs, a partir de uma equivalência determinada no edital, para fins de verificação de cumprimento do PEM. O PEM pode ser cumprido de forma integral ou parcial, sendo as parcelas abatidas de acordo com as regras contratuais.

Para assegurar o cumprimento do PEM ofertado durante a licitação, os concessionários devem obrigatoriamente fornecer à ANP uma garantia financeira. A garantia financeira é devolvida aos concessionários do contrato quando ocorre a validação do cumprimento do PEM em cada período exploratório. Todavia, caso seja constatado que não foram realizadas atividades exploratórias suficientes para cumprir o compromisso do PEM, a garantia financeira pode ser executada, respeitados os critérios definidos contratualmente.

Inicialmente, a fase de exploração dos contratos de concessão era dividida em períodos exploratórios. Até a 4ª Rodada de Licitações, a fase de exploração foi dividida em três períodos exploratórios, com devoluções parciais de área caso o concessionário optasse pelo ingresso no período subsequente. As atividades do PEM eram definidas pela ANP no edital de licitação para cada período exploratório, normalmente, contemplando levantamentos sísmicos 2D ou 3D para o primeiro período e perfuração de poços para os demais períodos. Contudo, destaca-se que, até essa rodada, o PEM não era critério de oferta.

A partir da 5ª Rodada de Licitações, a fase de exploração passou a ser formada por dois períodos exploratórios, sem a devolução obrigatória de área na passagem de um período para o outro. Importante ressaltar que, a partir de então, o PEM do primeiro período exploratório tornou-se um critério de oferta para definir a licitante vencedora, somando-se ao bônus de assinatura e ao compromisso de conteúdo local. Nesse primeiro momento, não foi estabelecido um valor mínimo do PEM no edital, ou seja, o concessionário poderia ofertar qualquer PEM, desde que não fosse zero. Também foi nessa rodada que surgiu o conceito de UTs, quando o valor do PEM, para o primeiro período exploratório, passou a ser expresso nessa unidade. As atividades exploratórias, como aquisição de dados geofísicos e geoquímicos e a perfuração de poços, passaram a ser convertidas em UTs de acordo com a equivalência definida no edital da licitação. O PEM para o segundo período exploratório passou a ser composto pela perfuração de um poço exploratório.

Na 10ª Rodada de Licitações, o edital passou a prever um valor mínimo do PEM. Assim, tornou-se obrigatório que os concessionários ofertassem o valor mínimo ou superior do PEM.

A partir da 14ª Rodada de Licitações a fase de exploração passou a ter um único período exploratório. No período exploratório único, o PEM continuou a ser composto pelas UTs ofertadas na licitação.

As modificações realizadas nos editais e contratos ao longo das diversas rodadas de licitações realizadas pela ANP aprimoraram tais instrumentos com vistas à melhoria contínua do processo. Nesse sentido, a contabilização de UTs possibilitou ao concessionário mais autonomia nas escolhas das atividades a serem realizadas na fase de exploração, assim como a redução do número de períodos exploratórios facilitou o gerenciamento do contrato, diminuindo custos administrativos e regulatórios. Isso demonstra que o contrato foi alterado no decorrer do tempo para facilitar o cumprimento do PEM. Entretanto, ainda que o modelo licitatório, bem como os editais e contratos associados, tenham evoluído positivamente desde a primeira rodada de licitação, observa-se que ainda existem dificuldades para o cumprimento do PEM e que há espaço para a implementação de soluções que visem ao incremento da realização das atividades de exploração de petróleo e gás natural. Nesse sentido, no próximo subcapítulo serão apresentados alguns dos processos nos quais os contratados solicitaram à ANP a flexibilização do PEM compromissado, que, em conjunto com uma análise minuciosa dos editais e dos contratos, foram utilizados para identificar o problema regulatório.

3.1.2. Processos Administrativos Analisados pela ANP

De forma geral, as solicitações mais recentes para alteração no cumprimento do PEM serão tratadas abaixo, por meio de três processos exemplificativos.

Destaca-se, primeiramente, o processo administrativo ANP nº 48610.206924/2022-80, no qual a operadora Imetame Energia Ltda. apresentou pleito para o bloco ES-T-373, arrematado na 14ª Rodada de Licitações, visando ao cumprimento do PEM do primeiro período exploratório. A operadora apresentou dados técnicos para atestar a viabilidade da perfuração de um poço exploratório direcional (*sidetrack*) na área do bloco contratado, a partir de um poço pré-existente nessa área, alegando que o poço *sidetrack*, ao atingir o objetivo exploratório mínimo estabelecido no edital e cumprir as demais obrigações regulatórias, poderia ser passível de cumprimento do PEM. A solicitação foi analisada e enquadrada nos parágrafos 5.9 e 5.10 do contrato, bem como no parágrafo 6.3.2 e nas alíneas a e c do anexo XIV do edital, ambos os instrumentos da 14ª Rodada de Licitações. A Resolução de Diretoria ANP nº 370/2022 autorizou o cômputo de UTs para a atividade exploratória de perfuração no bloco ES-T-373 por meio de desvio em poço pré-existente para fins de cumprimento do PEM do primeiro período exploratório.

No processo administrativo ANP nº 48610.205217/2022-76, a operadora Petrobras apresentou pleito relacionado ao cumprimento do PEM do primeiro período exploratório do bloco ES-M-598 no bloco adjacente, ES-M-673, através da perfuração de um poço pioneiro. Ambos os blocos eram oriundos da 11ª Rodada de Licitações. A operadora identificou um único alvo exploratório possível de realizar a perfuração do poço em uma área compartilhada entre os blocos descritos, solicitando autorização da ANP para cumprir 1.000 UTs do PEM do bloco ES-M-598 com a perfuração de um poço no bloco contíguo ES-M-673, onde foi encontrada a maior parte do prospecto mapeado para a oportunidade estudada. O pleito foi enquadrado no parágrafo 5.5 do contrato de concessão do 2º Ciclo da Oferta Permanente, à época o contrato de concessão mais recente, com base na teoria da evolução regulatória. A Resolução de Diretoria ANP nº 345/2022 deferiu o pleito de alteração de PEM, de forma que o poço perfurado na área da concessão ES-M-673 contabilizasse 1.000 UTs para efeitos de cumprimento do PEM do primeiro período exploratório do bloco ES-M-598, cenário em que aquele poço não poderia ser utilizado para contabilizar 1.000 UTs para fins de cumprimento do PEM do bloco ES-M-673.

No processo administrativo ANP nº 48610211820/2021-14, as Superintendências de Exploração (SEP) e de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) elaboraram nota técnica em conjunto com o objetivo de construir uma solução relativa ao grande número de blocos exploratórios offshore que estavam suspensos em razão de longos atrasos nos processos de licenciamento ambiental e, portanto, impossibilitados de cumprir seus compromissos com a ANP.

A nota técnica considera:

- a) o grande número de blocos exploratórios suspensos em razão de atraso no licenciamento ambiental;
- b) a diminuição do interesse das empresas na execução de atividades exploratórias em blocos tão antigos;
- c) o reconhecimento pela ANP de que alguns desses blocos atualmente em concessão não seriam colocados em oferta atualmente tendo em vista a proximidade com a linha de costa;
- d) o vultoso valor retido pela ANP a título de garantias financeiras que já deveria ter sido investido em atividades exploratórias e que atualmente não tem previsão alguma de execução nos blocos selecionados;
- e) o contexto atual global de transição energética no qual, segundo projeções da International Energy Agency (IEA), a demanda global por petróleo tenderia a se estabilizar ou a diminuir drasticamente nos próximos 20 anos;
- f) a diminuição da importância do petróleo na matriz energética global em todos os cenários para os próximos 20 anos; e
- g) o tempo necessário para maturação de uma descoberta de hidrocarbonetos até colocá-la em produção, o que colocaria o Brasil em posição bastante desfavorável para o desenvolvimento de novas descobertas nos próximos 20 anos.

Por essas considerações, indica haver um senso de urgência para focar os investimentos exploratórios já garantidos em regiões com elevado potencial geológico do país e viáveis do ponto de vista ambiental. Esclarece, ainda, que, a exemplo de bacias sedimentares análogas localizadas na Guiana e na costa oeste africana, a margem equatorial brasileira coloca-se como a mais importante fronteira exploratória no Brasil, com potencial para descobertas de classe mundial.

Desse modo, foram estabelecidos os seguintes critérios para a seleção de blocos aptos à transferência de investimentos:

- a) blocos suspensos por atraso no licenciamento e localizados a menos de 50km da costa (por não serem mais considerados para licitação atualmente pela ANP); e/ou
- b) blocos suspensos por atraso no licenciamento que estejam com pedido de licenciamento em análise por mais de 10 anos e que tenha sido feita solicitação de Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) em razão de maior sensibilidade ambiental da região.

No contexto do processo administrativo, a Diretoria Colegiada analisou a proposta de acordo para a rescisão de contratos offshore suspensos por longos períodos em razão de atraso no licenciamento ambiental, com fins à transferência de investimentos desses contratos para outros contratos na margem equatorial brasileira na fase de exploração, resolvendo, mediante a Resolução de Diretoria ANP nº 645/2022, por unanimidade:

- a) aprovar a proposta de acordo de rescisão consensual e transferência de investimentos indicada nos termos da Nota Técnica Conjunta nº 17/2021/ANP e Nota Técnica nº 26/2022/SEP;
- b) aprovar os Termos de Rescisão Consensual dos contratos BM-J-4, BM-J-5, BM-CAL-9, BM-CAL-10, BM-CAL-11, BM-CAL-12, BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3, conforme condições estabelecidas na Nota Técnica nº 26/2022/SEP;
- c) aprovar os Termos Aditivos aos contratos POT-M-762_R15, POT-M-952_R15 e BM-BAR-1, conforme condições estabelecidas na Nota Técnica nº 26/2022/SEP;
- d) aprovar o Termo de Compromisso entre a Petrobras e ANP, conforme condições estabelecidas na Nota Técnica nº 26/2022/SEP; e
- e) autorizar a SEP a ofertar a proposta de acordo aos demais contratos que venham a se enquadrar no critério estabelecido para o presente acordo no futuro.

3.2. Descrição

Os editais e os contratos de concessão são os instrumentos por meio dos quais são estabelecidas as regras relacionadas ao cumprimento do PEM. Como regra geral, o cumprimento do PEM de um bloco sob contrato está associado à realização de atividades exploratórias naquele bloco. Dessa forma, os fatos contextualizados no capítulo anterior estimularam a SEP a refletir sobre o processo de cumprimento do PEM, situação em que foi possível depreender a existência de um problema regulatório.

Tendo em vista que o PEM é vinculado somente a um bloco sob contrato, devendo ser cumprido nessa área geográfica pré-definida, excetuadas hipóteses previstas no contrato, identificou-se o problema regulatório como baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM fora da área de concessão.

É importante ressaltar que as atividades exploratórias não realizadas devido à baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM poderiam possibilitar, além do cumprimento de um compromisso contratual, o mapeamento e a avaliação de possíveis alvos e o conhecimento do potencial petrolífero na área onde seriam realizadas, permitindo, assim, a aquisição de conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras. Adicionalmente, o cumprimento do PEM de forma integral, implica na execução dos investimentos previstos para a fase de exploração, havendo retorno para a sociedade na forma de geração de empregos, pagamentos de impostos e, em última instância, promoção do desenvolvimento econômico do país. É possível também contabilizar que o não cumprimento do PEM pode resultar na extinção de contratos de concessão, maximizando os efeitos indesejados.

No que tange ao escopo do problema regulatório, verificou-se que este está concentrado no regime de concessão, não se estendendo ao regime de partilha de produção. O regime de partilha de produção possui como PEM compromissado um poço durante o período exploratório único contratualmente estabelecido. Os compromissos da fase de exploração desses contratos têm sido cumpridos integralmente, não tendo sido, até o momento, identificadas dificuldades para o cumprimento do PEM, conforme será observado mais adiante, no subcapítulo 3.2.1.2. Atribui-se isso ao fato de que os blocos sob esse regime, diferentemente dos blocos no regime de concessão, que são selecionados a partir de grid cartográfico já definido, usualmente circunscrevem estruturas geológicas já mapeadas, o que confere às áreas internas ao polígono do pré-sal já licitadas maior previsibilidade e/ou atratividade, reduzindo-se os riscos associados ao insucesso na fase de exploração.

Nesse contexto, também é importante compreender a natureza do problema regulatório, cuja finalidade está associada à definição dos objetivos com maior assertividade. Considerando que as atividades exploratórias podem não ser executadas em virtude da baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM, a natureza do problema foi definida como uma falha institucional, uma vez que o regramento vigente dificulta o alcance dos objetivos instituídos na Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural mediante o art. 1º da Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017, a saber:

Art. 1º Estabelecer como Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural a maximização da recuperação dos recursos in situ dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no País, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais.

3.2.1. Causas e Consequências

Após a definição do problema regulatório, foram mapeadas as seguintes causas:

- a) possibilidades reduzidas de cumprimento do PEM fora da área de concessão;
- b) falta de uniformidade com relação às possibilidades de cumprimento do PEM no âmbito dos contratos de concessão; e
- c) falta de clareza com relação às possibilidades de cumprimento do PEM no âmbito dos contratos de concessão.

Nos estudos realizados foi possível identificar dois tipos de consequências. O primeiro pode ser considerado de caráter operacional, rotineiro ou imediato, sendo facilmente observado nos processos administrativos da SEP, são elas:

- a) suspensão e prorrogação do contrato;
- b) pagamento do valor atualizado das UT não cumpridas;
- c) execução da garantia financeira do PEM;
- d) isenção do PEM;
- e) exoneração do PEM;
- f) custos administrativos; e
- g) judicialização do contrato.

Já o segundo tipo de consequências está associado a questões estratégicas, sendo resultado indireto do problema regulatório. Como são de difícil mensuração, tais consequências foram identificadas mediante a análise dos dados históricos, são elas:

- a) redução do quantitativo de atividades exploratórias;
- b) não ampliação do conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras;
- c) redução do número de descobertas de novas jazidas; e
- d) comprometimento da incorporação de novas reservas.

Para melhor visualização, elaborou-se uma árvore de problema, apresentada na Figura 1. O problema regulatório está destacado em azul. Na base da figura, encontram-se as causas e, no topo, as consequências do problema

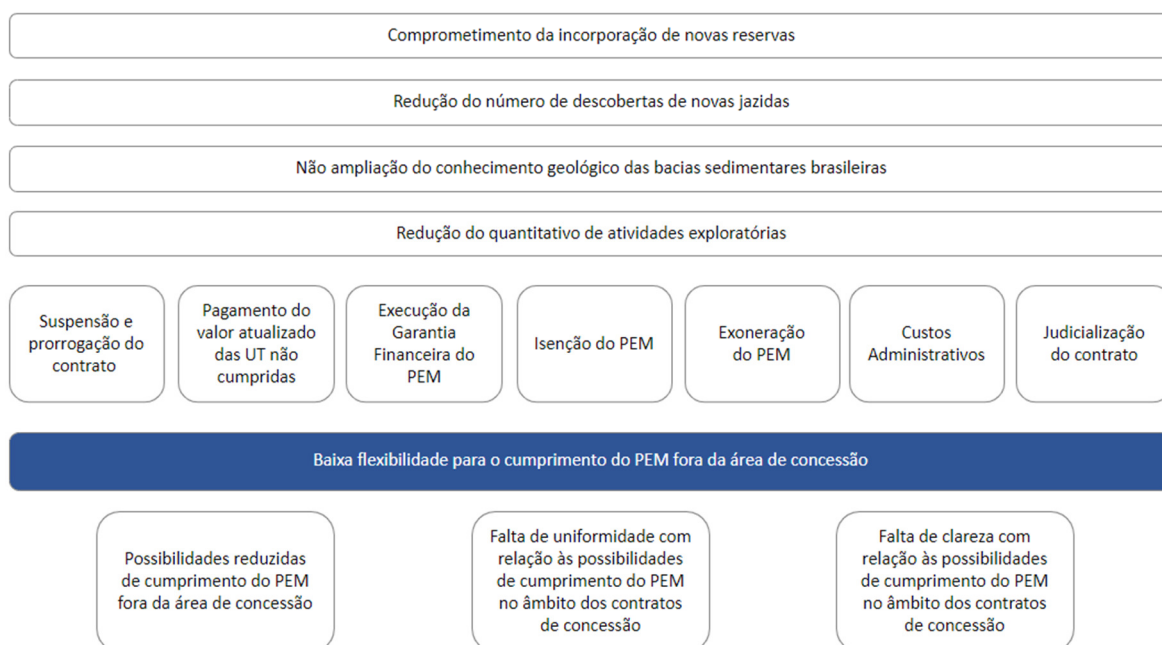


Figura 1: Árvore de problema.

3.2.1.1. Causas

O entendimento das causas do problema regulatório perpassa, essencialmente, pela análise dos contratos de concessão ao longo das rodadas de licitações, uma vez que o edital, ainda que contenha matéria associada ao PEM, está relacionado ao processo licitatório. São nos contratos que estão estabelecidas as condições para a sua execução mediante a definição dos direitos, obrigações e responsabilidades das partes.

A seguir são detalhadas as causas identificadas do problema regulatório apresentado.

i) Possibilidades Reduzidas de Cumprimento do PEM fora da Área de Concessão

Inicialmente, é importante pontuar que, desde a 1ª Rodada de Licitações, o cumprimento do PEM esteve associado ao bloco objeto do contrato. A título de comparação, abaixo encontram-se transcritos os parágrafos 2.1 e 3.1 do contrato de concessão da 1ª Rodada de Licitações e do contrato de concessão mais recente, contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente:

Contrato de Concessão da 1ª Rodada de Licitações

2.1. Este Contrato tem por objeto a execução, pelo Concessionário, das Operações especificadas no Anexo II - Programa de Trabalho e Investimento, e qualquer outra atividade adicional de Exploração que o Concessionário possa decidir realizar dentro da Área de Concessão objeto deste Contrato, visando a permitir que Petróleo e Gás Natural sejam produzidos em condições econômicas na Área da Concessão, e no caso de qualquer Descoberta, a Avaliação, o Desenvolvimento e a Produção dos Hidrocarbonetos pertinentes, tudo nos termos aqui definidos.

(...)

3.1. As Operações serão executadas na Área da Concessão, que está descrita, detalhada e delimitada no Anexo I - Área da Concessão.

Contrato de Concessão do 3º Ciclo da Oferta Permanente

2.1. Este Contrato tem por objeto a execução, na Área de Concessão:

a) de Operações de Exploração comprometidas no Programa Exploratório Mínimo ou adicionais a ele, nos termos de um Plano de Trabalho Exploratório aprovado pela ANP;

(...)

3.1. As Operações deverão ser executadas exclusivamente na Área de Concessão, descrita e delimitada no Anexo I.

Apesar de, regra geral, o PEM estar vinculado ao bloco sob contrato, os contratos da 6ª a 13ª Rodadas de Licitações estabeleceram uma exceção para que o cumprimento do PEM do segundo período exploratório, sob condições bastantes específicas, pudesse estar associado a uma área não inserida no bloco objeto do contrato. A redação do dispositivo foi sendo alterada ao longo dos contratos na medida em que foram sendo incluídos requisitos para a aprovação dessa exceção, culminando no parágrafo 5.9.2 do contrato da 13ª Rodada de Licitações, o último em que essa possibilidade foi prevista porque, a partir da 14ª Rodada de Licitações, a fase de exploração passou a ter um único período. Abaixo, são apresentados os respectivos parágrafos das 6ª e 13ª Rodadas de Licitações:

Contrato de Concessão da 6ª Rodada de Licitações

5.2.3. Com base na avaliação de justificativa técnica enviada pelo Concessionário, a ANP poderá aceitar, a seu exclusivo critério, que Bloco(s) contíguo(s) ao Bloco em que a perfuração do poço será realizada também passe(m) ao Segundo Período de Exploração, sem que exista comprometimento de perfuração de poço neste(s) Bloco(s).

Contrato de Concessão da 13ª Rodada de Licitações

5.9.2. Para isenção de perfuração no segundo Período Exploratório, é necessário cumulativamente que:

- a) haja justificativa técnica apresentada pelo Concessionário; e
- b) a Área(s) de Concessão objeto da solicitação seja contígua(s) a uma Área de Concessão em que será perfurado um poço no Segundo Período Exploratório; e
- c) a Área de Concessão objeto da solicitação tenha a mesma composição de Concessionários, inclusive no que diz respeito às respectivas participações no consórcio; e
- d) a Área de Concessão objeto da solicitação compartilhe um Prospecto comum a dois ou mais blocos.

Da leitura dos parágrafos acima é possível observar que tais contratos previram expressamente o cumprimento do PEM fora da área de concessão, tendo como fundamento o cumprimento do PEM em uma área adjacente associado à perfuração de um poço exploratório. Para além dessa possibilidade, restrita aos contratos da 6ª a 13ª Rodadas de Licitações, verifica-se que a maior parte dos contratos também permitiu a flexibilização do PEM, conforme poderá ser observado a seguir.

Nos contratos das 3ª e 4ª Rodadas de Licitações, o parágrafo 5.2.1 possibilita a alteração do PEM de uma forma bastante inespecífica, *in verbis*:

Contrato de Concessão das 3ª e 4ª Rodadas de Licitações

5.2.1. Caso o Concessionário julgue, com base em trabalhos exploratórios realizados na Área de Concessão em qualquer Período de Exploração, que não há prospectos suficientes na Área de Concessão que justifiquem o comprometimento com o Programa Exploratório Mínimo proposto para o Período de Exploração subsequente, o Concessionário poderá encaminhar à ANP, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias em relação ao Período de Exploração subsequente, a solicitação de alteração do Programa Exploratório Mínimo. Ficará ao exclusivo critério da ANP a aceitação das reduções ou modificações pleiteadas, podendo, para isto, fazer exigências para o acolhimento do pedido, como Programa Exploratório alternativo ou aumento do percentual de área a ser devolvida, conforme definida no ANEXO II – Programa de Trabalho e Investimento. A ANP terá prazo de até 45 (quarenta e cinco) dias, contados do recebimento desta solicitação, para aprová-la ou estabelecer exigências ao seu acolhimento. Caso a ANP não se pronuncie dentro desse prazo, a alteração do Programa Exploratório Mínimo será considerada aprovada.

Dada a incompletude da regra, esse parágrafo foi excluído das rodadas subsequentes. Posteriormente, a partir da 11ª Rodada de Licitações, a previsão contratual que possibilitava a alteração do PEM voltou a ser incluída com outra redação:

Contrato de Concessão da 11ª Rodada de Licitações

5.9. A ANP poderá, a seu exclusivo critério, aprovar a alteração do objetivo estratigráfico de poços comprometidos como Programa Exploratório Mínimo, desde que o Concessionário demonstre tecnicamente que tal alteração é

compatível com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e indique o Prospecto que motivou a solicitação de alteração.

Conforme se verifica acima, o contrato da 11ª Rodada de Licitações previa a alteração apenas do objetivo estratigráfico. Na 14ª Rodada de Licitações, tal dispositivo tornou-se mais amplo, de modo a contemplar outras possíveis alterações, redação que se manteve posteriormente:

Contrato de Concessão da 14ª Rodada de Licitações

5.5. A ANP poderá aprovar alterações no Programa Exploratório Mínimo, mediante solicitação do Concessionário, nas seguintes condições:

- a) que o Concessionário demonstre tecnicamente que tal alteração é compatível com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo; e
- b) que o Concessionário indique o Prospecto que motivou a solicitação de alteração.

Observa-se que, mais uma vez, não se estabeleceu requisitos objetivos acerca das condições para que o pleito de alteração do PEM pudesse ser aprovado pela ANP. Não está claro se é viável o cumprimento do PEM fora dos limites da área de concessão. Por outro lado, pode-se observar que, como um dos pré-requisitos é a indicação do prospecto, esse parágrafo contempla, dentre todas as atividades exploratórias, apenas a perfuração de poço.

Cabe, contudo, destacar que o dispositivo supramencionado já foi utilizado pela ANP para autorizar o cumprimento do PEM de um bloco sob contrato em um outro bloco adjacente, mediante a perfuração de um poço pioneiro. Nesse caso específico, previamente mencionado em 3.1.2, a perfuração do poço tinha como objetivo avaliar uma estrutura compartilhada entre os dois blocos, cuja melhor localização para a perfuração estava localizada no bloco contíguo. Ambos os contratos eram oriundos da 11ª Rodada de Licitações, possuíam os mesmos concessionários, com idênticas participações, e estavam no primeiro período exploratório. A decisão baseou-se na teoria da evolução regulatória para aplicar ao caso o parágrafo 5.5 do contrato de concessão do 2º Ciclo da Oferta Permanente, à época o contrato mais recente:

Contrato de Concessão do 2º Ciclo da Oferta Permanente

5.5. A ANP poderá aprovar alterações no Programa Exploratório Mínimo, mediante solicitação do Concessionário, nas seguintes condições:

- a) que o Concessionário demonstre tecnicamente que tal alteração é compatível com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo; e
- b) que o Concessionário indique o Prospecto que motivou a solicitação de alteração.

Portanto, verifica-se que, atualmente, há duas possibilidades contratuais, restritas à atividade de perfuração de poço, que podem permitir o cumprimento do PEM fora da área de concessão. A primeira delas está prevista no âmbito dos contratos da 6ª a 13ª Rodadas de Licitações, sob condições específicas. De acordo com o contrato da 13ª Rodada de Licitações, para tal é necessário que:

- a) a atividade exploratória seja a perfuração de um poço;
- b) o bloco seja contíguo ao bloco no qual será perfurado o poço;

- c) o bloco tenha a mesma composição de concessionários;
- d) o bloco compartilhe um prospecto comum a dois ou mais blocos; e
- e) o bloco esteja no segundo período exploratório.

A outra possibilidade de cumprimento do PEM fora da área de concessão advém da aplicação do parágrafo 5.5 da 14ª Rodada de Licitações em diante. Nesses casos, o concessionário deve:

- a) demonstrar que a alteração solicitada no PEM é compatível com as melhores práticas da indústria do petróleo; e
- b) indicar o prospecto que motivou a solicitação de alteração.

ii) Falta de Uniformidade com Relação às Possibilidades de Cumprimento do PEM no Âmbito dos Contratos de Concessão

Tendo em vista que o contrato de concessão foi sendo atualizado rodada a rodada, a redação dos parágrafos alterou-se a cada licitação, de modo que não há uniformidade dos dispositivos. A título de exemplificação, no âmbito do contrato da 14ª Rodada de Licitações, o parágrafo 5.5, que permite a alteração do PEM, teve o seu escopo ampliado quando comparado aos contratos anteriores. O fato de os contratos terem dispositivos com redação distinta, traduz-se em regras diferenciadas para o tratamento do mesmo tema, sendo uma das causas do problema regulatório.

iii) Falta de Clareza com Relação às Possibilidades de Cumprimento do PEM no Âmbito dos Contratos de Concessão

Com exceção dos contratos da 6ª a 13ª Rodadas de Licitações, os dispositivos dos contratos que avançaram na flexibilização do PEM foram pouco específicos e deixaram dúvidas quanto à possibilidade de a ANP poder aprovar um pleito de cumprimento do PEM fora da área de concessão, especialmente, quando se leva em consideração os parágrafos 2.1 e 3.1 desses contratos, os quais estabelecem que as operações devem ser executadas exclusivamente na área de concessão. Ao permitir a modificação do PEM sem estabelecer condições objetivas para a aprovação da proposta, o contrato dá margem a interpretações divergentes, resultando em ampla discricionariedade ao tomador de decisão, o que pode trazer insegurança jurídica aos agentes regulados, uma vez que o deferimento dos seus pleitos é incerto.

3.2.1.2. Consequências

As consequências relacionadas ao problema regulatório identificado são discutidas a seguir.

No que se refere aos dados apresentados destaca-se que: (i) o quantitativo de blocos em primeiro período exploratório inclui os blocos em período único; e (ii) os dados foram levantados até julho de 2022, quando, então, iniciaram-se os esforços de análise e consolidação dos dados e de elaboração deste relatório.

i) Suspensão e Prorrogação do Contrato

A suspensão é um instrumento previsto nos contratos para tratar situações nas quais incidam as hipóteses de caso fortuito, força maior ou causas similares, incluindo os casos de atrasos no processo de licenciamento ambiental. Na fase de exploração, a suspensão tem como efeito a interrupção das atividades exploratórias na área sob contrato durante o período em que perdurar, ficando os concessionários impossibilitados de cumprir seus compromissos com a ANP. Após o término do evento, o curso do prazo contratual é retomado, adicionado da devida restituição de prazo para a continuidade da fase exploratória.

A prorrogação é outro mecanismo estabelecido tanto no contrato como em atos normativos específicos. Caracteriza-se pela extensão da data de término do período, da etapa ou da fase no qual o contrato esteja. No caso da fase de exploração, a prorrogação prevista nos contratos está relacionada às hipóteses de caso fortuito, força maior ou causas similares, incluindo os casos de atrasos no processo de licenciamento ambiental; de perfuração de um poço exploratório em andamento ao término da fase de exploração; ou de uma descoberta tardia. Além dos casos citados, a prorrogação na fase de exploração também pode ocorrer nas situações em que o contrato seja passível de enquadramento nos seguintes regulamentos: Resoluções ANP nºs 708/2017, 815/2020 e 878/2022.

Abaixo, encontram-se as regras mais importantes do contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente no que tange à suspensão e à prorrogação e respectiva associação às hipóteses de caso fortuito, força maior ou as causas similares, contempladas na cláusula trigésima primeira:

Alteração, Suspensão e Extinção do Contrato

31.3. Superado o caso fortuito, a força maior ou as causas similares, caberá ao Concessionário cumprir as obrigações afetadas, prorrogando-se o prazo para o cumprimento destas obrigações pelo período correspondente à duração do evento.

31.3.1. A depender da extensão e gravidade dos efeitos do caso fortuito, da força maior ou das causas similares:

- a) as Partes poderão acordar a alteração do Contrato ou sua extinção;
- b) a ANP poderá suspender o curso do prazo contratual em relação à parcela do Contrato afetada.

31.3.2. Durante a suspensão do prazo contratual, permanecem vigentes e exigíveis todas as obrigações das Partes que não tenham sido afetadas pelo caso fortuito, força maior e causas similares.

A cláusula trigésima primeira apresenta, ainda, tópico para a suspensão e a prorrogação do contrato por motivo de atraso no licenciamento ambiental:

Licenciamento Ambiental

31.4. A ANP poderá prorrogar ou suspender o curso do prazo contratual caso comprovado atraso no processo de licenciamento ambiental.

(...)

31.4.2. Para que o curso do prazo contratual possa ser suspenso ou prorrogado, o prazo regulamentar para decisão do órgão licenciador, no processo de licenciamento ambiental, deve ter sido excedido.

31.4.3. O Concessionário deverá comprovar que não contribuiu para a dilatação do processo de licenciamento ambiental e que o atraso se deu por responsabilidade exclusiva dos entes públicos competentes.

31.4.4. Deferido o pleito de suspensão do contrato por parte da ANP, o curso do prazo contratual será considerado suspenso até a manifestação definitiva do órgão ambiental.

31.4.5. Deferido o pleito de suspensão do contrato por parte da ANP, a restituição de prazo por atraso do órgão ambiental será contabilizada a partir da constatação de atraso por parte do órgão ambiental até a data da suspensão do contrato.

(...)

31.5. Desde que solicitado pelo Concessionário, a suspensão do curso do prazo contratual por prazo superior a 5 (cinco) anos poderá ensejar a extinção contratual, sem que assista ao Concessionário direito a qualquer tipo de indenização.

31.5.1. Caberá ao Concessionário comprovar que, no período compreendido entre a suspensão do curso do prazo contratual e a solicitação de extinção do Contrato, não contribuiu para a dilatação do processo de licenciamento ambiental.

(...).

Ademais, um contrato na fase de exploração pode ser suspenso nas situações em que a ANP não deliberar, antes do fim dessa fase, sobre determinada solicitação. A cláusula quinta do contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente prevê:

Prorrogação da Fase de Exploração e Suspensão do Contrato

5.14. O Contrato será automaticamente suspenso caso a ANP não delibere, antes do fim da Fase de Exploração, sobre solicitação de suspensão ou prorrogação da Fase de Exploração ou de alterações no Programa Exploratório Mínimo, conforme parágrafo 5.5.

(...).

A suspensão e a prorrogação do contrato foram definidas como consequências do problema regulatório estudado devido à impossibilidade de realização das atividades exploratórias por um determinado período, no caso do primeiro instrumento, e ao adiamento da realização das atividades exploratórias, situação que se aplica aos dois instrumentos. No caso da suspensão, o concessionário não pode executar atividades na área durante esse período, o que gera indefinição sobre o momento de realização das atividades exploratórias para o cumprimento do PEM ou até mesmo sobre a execução dessas atividades. Tanto na suspensão como na prorrogação, o cronograma da fase de exploração é afetado, o que pode reduzir a atratividade dos blocos exploratórios nos quais tais instrumentos foram aplicados, considerando-se que o cenário exploratório é dinâmico e o interesse na área pode variar ao longo dos anos. Dessa maneira, acredita-se que, se houvesse maior flexibilidade para o cumprimento do PEM, as atividades compromissadas em um contrato poderiam ser executadas em outra área, reduzindo a quantidade de contratos suspensos e prorrogados.

A Figura 2 apresenta o quantitativo de blocos sob contrato nos regimes de concessão e de partilha de produção, segmentados entre contratos ativos e contratos suspensos, no período compreendido entre janeiro de 2019 a julho de 2022.

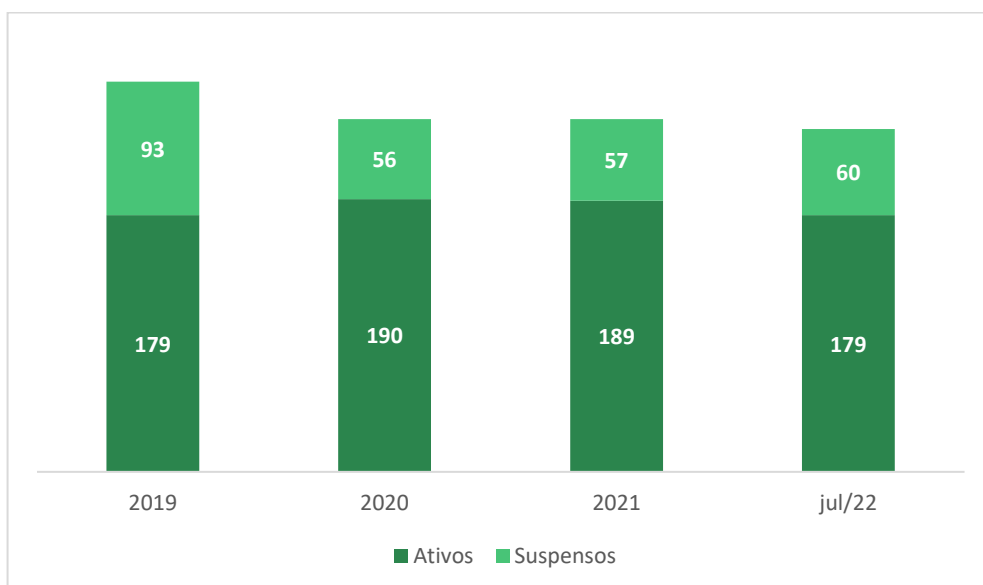


Figura 2: Quantitativo de blocos sob contrato por ano, divididos entre contratos ativos e contratos suspensos.

O Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP), indica que, ao final do ano de 2019, dos 272 blocos sob contrato, 93 encontravam-se suspensos. Ao final de 2021, dos 246 blocos sob contrato, 57 estavam suspensos, reproduzindo cenário semelhante ao final de 2020, quando havia 56 blocos suspensos para um total de 246 blocos sob contrato.

Por fim, ao final de julho de 2022, 239 blocos estavam sob contrato dos quais 60 estavam suspensos. À título de exemplo, uma vez que a contabilização inclui os blocos sob contrato no regime de partilha de produção, em julho de 2022, havia 227 blocos sob o regime de concessão e 12 sob o regime de partilha de produção.

É importante destacar que todos os blocos suspensos ao longo do período considerado pertencem ao regime de concessão, ratificando-se, portanto, a afirmação anterior apresentada de que o problema regulatório identificado não se aplica aos blocos sob contrato no regime de partilha de produção.

A Tabela 1 apresenta a situação dos blocos suspensos ao final de julho de 2022, incluindo a etapa em que se encontram, a quantidade de blocos em cada etapa e os compromissos de PEM remanescentes.

Tabela 1: Situação dos blocos suspensos ao final de julho de 2022.

Etapa	Quantidade de blocos	PEM remanescente
PEM - 1º período	37	25.232,68 UTs
PEM - 2º período	10	6 poços (1.000 UTs cada)
PAD	13	-
Total	60	31.232,68 UTs

Da tabela acima, compreende-se que a maioria dos blocos suspensos ainda está em período exploratório com PEM a cumprir, enquanto a minoria já cumpriu o PEM e está na etapa de Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD). No total são 47 blocos suspensos na etapa de PEM.

Em julho de 2022, a maior parte dos contratos encontrava-se suspensa por motivo de atraso no processo de licenciamento ambiental. O restante estava suspenso por estar sub judice ou, ainda, por outros motivos.

Em casos de blocos suspensos por atraso no processo de licenciamento ambiental com duração igual ou superior a cinco anos, o concessionário, desde que comprove que não contribuiu para a dilação desse processo, pode requerer a exoneração do cumprimento do PEM, o que leva à consequente extinção do contrato, conforme depende-se da leitura do parágrafo 31.5 acima apresentado. Verifica-se,

portanto, que a suspensão causa, a princípio, o adiamento das atividades e dos investimentos compromissados, podendo, em última instância, resultar na exoneração das obrigações relacionadas ao PEM. Nesse último caso, as atividades exploratórias sequer serão realizadas.

A Tabela 2 apresenta a situação dos blocos suspensos ao final de julho de 2022 que se encontram na etapa de PEM e estão suspensos por motivo de atraso no processo de licenciamento ambiental com duração superior a cinco anos. Inclui a etapa em que se encontram, a quantidade de blocos em cada etapa e os compromissos de PEM remanescentes.

Tabela 2: Situação dos blocos suspensos ao final de julho de 2022 por motivo de atraso no licenciamento ambiental com duração superior a cinco anos.

Etapa	Quantidade de Blocos	PEM Remanescente
PEM - 1º Período	10	8.008,92 UTs
PEM - 2º Período	3	2 poços (1.000 UTs cada)
Total	13	10.008,92 UTs

Observa-se que, ao final de julho de 2022, dos 47 blocos suspensos na etapa de PEM, 13 blocos correspondiam à suspensão com duração superior a cinco anos por motivo de licenciamento ambiental. De acordo com a Tabela 2, um quantitativo razoável de atividades exploratórias, ou seja, 10.008,92 UTs, podem não ser executadas como consequência da possível extinção dos contratos aos quais estão associadas, uma vez que tais contratos estão suspensos por mais de cinco anos devido ao atraso no licenciamento ambiental. Esses dados demonstram que, caso seja possível a flexibilização do cumprimento do PEM fora da área de concessão para blocos suspensos, o volume de atividades exploratórias a serem executadas pode aumentar significativamente.

Dentre todas as prorrogações existentes na fase de exploração, a única que foi entendida como consequência do problema regulatório identificado foi aquela relacionada às hipóteses de caso fortuito, força maior ou causas similares, incluindo os casos de atrasos no processo de licenciamento ambiental. Nesse sentido, cabe esclarecer que as prorrogações associadas aos atos normativos supramencionados não foram incluídas porque a publicação das Resoluções ANP nºs 708/2017 e 878/2022 foram, principalmente, motivadas pelo cenário econômico vigente à época, ao passo que a Resolução ANP nº 815/2020 esteve associada à pandemia do Covid-19. Portanto, considerou-se que o problema regulatório estudado, mesmo que solucionado, não impediria a publicação desses atos porque todos os contratos foram afetados de igual modo.

Destaca-se que não foram apresentados os dados de prorrogação do contrato porque se considerou que a suspensão do contrato é a consequência que, sob a ótica de paralisação e postergação das atividades exploratórias, melhor representa o problema regulatório identificado, não necessitando de dados adicionais para embasar a argumentação.

ii) Pagamento do Valor Atualizado das UTs Não Cumpridas e Execução da Garantia Financeira do PEM

Em caso de não cumprimento do PEM até o término do período exploratório, o contrato de concessão prevê, a princípio, o pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas pelos concessionários. Caso o pagamento não seja realizado, a ANP poderá executar a garantia financeira.

A cláusula sexta do contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente prevê a compensação financeira pelo não cumprimento do PEM:

Cláusula Penal Compensatória por Descumprimento do Programa Exploratório Mínimo

6.1. A título de cláusula penal compensatória por descumprimento do Programa Exploratório Mínimo, o Concessionário estará sujeito ao pagamento de multa em montante equivalente ao Programa Exploratório Mínimo não cumprido, conforme previsto nos parágrafos 6.14 e 6.15.

Garantia Financeira do Programa Exploratório Mínimo

6.2. O Concessionário fornecerá à ANP uma ou mais garantias financeiras para o Programa Exploratório Mínimo conforme valor fixado no Anexo II, no prazo estabelecido no edital de licitações.

(...).

Execução da Cláusula Penal Compensatória

6.14. Constatado o não cumprimento do Programa Exploratório Mínimo, a ANP intimará o Concessionário a pagar o valor atualizado das Unidades de Trabalho não cumpridas, a título de cláusula penal compensatória, em até 30 (trinta) dias, sem incidência de qualquer desconto por pagamento voluntário.

6.14.1. Em caso de não pagamento voluntário, a ANP inscreverá o débito em dívida ativa e executará o montante devido, acrescido dos encargos legais aplicáveis, abatido do débito o valor já executado das respectivas garantias financeiras.

6.14.2. O valor da cominação imposta na cláusula penal será atualizado pelo IGP-DI até a data em que realizado o efetivo pagamento.

(...).

Tanto o procedimento de pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas como o de execução da garantia financeira foram identificados como consequências do problema regulatório, uma vez que tem como base a não execução de atividades exploratórias compromissadas. Como a realização de atividades está associada à área geográfica do contrato, não há outra alternativa para que o operador cumpra as UTs remanescentes.

A Tabela 3 detalha a quantidade de blocos para os quais não houve o cumprimento do PEM, segregando os casos em que houve o pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas e os casos em que a garantia financeira foi executada. Na tabela também é possível verificar o quantitativo de UTs compromissadas e de UTs não cumpridas, bem como os valores monetários recebidos pela ANP, a título de pagamento pelos concessionários do valor atualizado das UTs não cumpridas, e a título de execução da garantia financeira.

Tabela 3: Consolidação das informações referentes ao pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas e à execução da garantia financeira.

Pagamento do Valor Atualizado das UTs Não Cumpridas				
Ano	Quantidade de blocos	UTs compromissadas	UTs não cumpridas	Valor (Mil R\$)*
2019	4	3.813	2.352,96	8.947
2020	5	12.150	5.577,74	31.636
2021	13	13.888	10.390,20	539.343
Até julho 2022	2	2.288	2.011,88	215.271
Total	24	32.139	20.332,78	795.197
Execução de Garantia Financeira				

Ano	Quantidade de blocos	UTs compromissadas	UTs não cumpridas	Valor (Mil R\$)*
2019	2	338	338,00	36.166
2020	5	22.960	22.960,00	145.774
2021	10	18.666	18.666,00	172.060
Até julho de 2022	0	0	0,00	0
Total	17	41.964	41.964,00	354.000

*Informações agrupadas por ano com base na data de pagamento dos valores.

Em levantamento realizado pela SEP, identificou-se que, fruto do pagamento das UTs não cumpridas no âmbito dos blocos sob contrato a União recebeu, entre janeiro de 2019 e julho de 2022, o valor de R\$ 795.197.306,59. Esse valor corresponde a 20.332,78 UTs não cumpridas em relação às 32.139 UTs compromissadas.

Considerando a execução da garantia financeira referente ao montante devido ao não cumprimento do PEM, a União recebeu, entre janeiro de 2019 e julho de 2022, o valor de R\$ 354.000.850,49, que corresponde ao descumprimento integral das 41.964 UTs compromissadas.

Somando-se o pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas à execução da garantia financeira, entre janeiro de 2019 e julho de 2022, atinge-se o quantitativo de 62.296,78 UTs não cumpridas, o que corresponde a um valor financeiro que supera um bilhão de reais, isto é, R\$ 1.149.198.157,08. Cabe destacar que todos os contratos para os quais houve o pagamento das UTs não cumpridas ou a execução da garantia financeira se referem a contratos sob o regime de concessão, corroborando a afirmativa supramencionada de que os contratos de partilha de produção não são afetados pelo problema regulatório identificado.

iii) Isenção do PEM

A isenção é uma regra contratual que rege os casos de descumprimento do PEM nos contratos sob o regime de concessão, não se aplicando aos contratos de partilha de produção. Mediante esse instrumento, o concessionário paga o valor em pecúnia correspondente ao dobro das UTs remanescentes e pode seguir com o contrato para a fase de produção.

De acordo com o contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente, a cláusula quinta prevê a isenção do cumprimento do PEM da seguinte forma:

Programa Exploratório Mínimo

(...)

5.11. Em caso de descumprimento total ou parcial do Programa Exploratório Mínimo, o Concessionário não poderá prosseguir para a Fase de Produção.

5.11.1. A ANP poderá, mediante solicitação fundamentada do Concessionário, isentá-lo do cumprimento da parcela do Programa Exploratório Mínimo restante, sem prejuízo à continuidade do Contrato.

5.11.1.1. Como contrapartida à referida isenção, o Concessionário pagará um valor em pecúnia correspondente a duas vezes o total das Unidades de Trabalho não cumpridas, corrigido monetariamente pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) da Fundação Getúlio Vargas ou outro índice que venha a substituí-lo, nos termos do parágrafo 6.9.

(...).

A isenção do cumprimento do PEM foi mapeada como consequência do problema regulatório identificado devido à associação com a não realização de atividades exploratórias. Considerando a baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM, não sobram alternativas para o cumprimento do PEM remanescente.

A Tabela 4 detalha o quantitativo de blocos que usufruíram da isenção do PEM e as respectivas UTs compromissadas e UTs não cumpridas, assim como os valores monetários pagos pelos concessionários a título de isenção de cumprimento do PEM remanescente.

Tabela 4: Consolidação das informações referentes aos blocos que usufruíram da isenção do PEM.

Ano	Quantidade de blocos	UTs compromissadas	UTs não cumpridas	Valor (Mil R\$)*
2019	1	1.971	0,79	6
2020	0	0	0,00	0
2021	0	0	0,00	0
Até julho de 2022	1	3.300	16,85	7.911
Total	2	5.271	17,64	7.917

*Informações agrupadas por ano com base na data de pagamento do valor em pecúnia.

De acordo com as informações levantadas, entre janeiro de 2019 e julho de 2022, houve a isenção de 17,64 UTs em um universo de 5.271 UTs compromissadas, não configurando-se, portanto, em um quantitativo elevado. Todavia, esse quantitativo corresponde ao valor de R\$ 7.916.800,54 recebido pela União.

Verifica-se que o mecanismo de isenção não é muito utilizado, sendo, portanto, uma consequência de menor magnitude e impacto, considerando-se, ainda, que o contrato de concessão não é extinto após esse procedimento, seguindo para a fase de produção.

iv) Exoneração do PEM

A exoneração do cumprimento do PEM pode ocorrer nas situações em que houver a incidência de caso fortuito, força maior e causas similares, incluindo situações relacionadas a longos atrasos na emissão da licença ambiental ou a impedimentos via judicial. A exoneração total das obrigações assumidas na fase de exploração resulta na não realização das atividades exploratórias remanescentes e no consequente encerramento do contrato. Nesse caso, ocorre a devolução da garantia financeira aos concessionários.

A exoneração do cumprimento do PEM é possível com base na cláusula trigésima primeira do contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente, parcialmente transcrita abaixo:

Exoneração Total ou Parcial

31.1. A exoneração das obrigações assumidas neste Contrato somente ocorrerá nas hipóteses de caso fortuito, força maior e causas similares que justifiquem a inexecução, como o fato da administração, o fato do príncipe e as interferências imprevistas.

31.1.1. A exoneração das obrigações do Concessionário devedor dar-se-á exclusivamente com relação às obrigações deste Contrato cujo adimplemento se tornar impossível em virtude da incidência do caso fortuito, da força maior ou de causas similares, reconhecidos pela ANP.

(...).

A exoneração do PEM foi considerada uma consequência advinda da baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM fora da área de concessão. No momento em que o operador encontra dificuldades, como o atraso prolongado na emissão da licença ambiental, não consegue realizar as atividades exploratórias na área do bloco e não existe alternativa para o cumprimento do PEM.

A Tabela 5 detalha o quantitativo de blocos para os quais houve exoneração do PEM e as respectivas UTs compromissadas e UTs exoneradas, assim como os valores monetários relacionados às UTs não exoneradas.

Tabela 5: Consolidação das Informações referentes aos blocos para os quais houve exoneração do PEM.

Ano	Quantidade de blocos	UTs compromissadas	UTs não cumpridas	Valor (Mil R\$)*
2019	12	13.187	13.155,74	50.110
2020	3	1.470	1.465,50	29.230
2021	0	0	0	0
Até julho de 2022	2	2.000	2.000,00	71.521
Total	17	16.657	16.621,24	150.861

*Informações agrupadas por ano com base na data de deliberação da Diretoria Colegiada.

É possível observar na tabela acima que os blocos com PEM exonerado somam 16.621,24 UTs não cumpridas em um universo de 16.657 UTs compromissadas, no período de janeiro de 2019 a julho de 2022, o que significa que, quando comparada à exoneração parcial, a exoneração total incide sobre a maior parte dos casos. Conforme verificado no SIGEP, as UTs remanescentes para esses blocos estavam assegurados por garantias financeiras que somavam o valor de R\$ 150.861.659,00. O alto quantitativo de UTs não cumpridas ocorre devido ao problema regulatório mapeado, que possivelmente poderia ser convertido em atividades caso houvesse alternativa para o cumprimento do PEM remanescente. Todos esses dados se referem a blocos que pertencem ao regime de concessão. Novamente verifica-se que não há impacto nos contratos sob o regime de partilha de produção.

v) Custos Administrativos

Os custos administrativos decorrem dos custos relacionados à análise pela ANP dos pleitos apresentados pelos operadores para a alteração do cumprimento do PEM. Cada pleito apresentado será analisado pela SEP, que manifestará a sua avaliação mediante um parecer técnico, o qual poderá incorporar solicitações de esclarecimentos ao operador. Posteriormente, será elaborada uma proposta de ação para a deliberação da Diretoria Colegiada, a qual será analisada sob o viés jurídico pela Procuradoria-Geral Federal junto à ANP, e, finalmente, a Diretoria Colegiada manifestará o seu posicionamento acerca do pleito mediante uma resolução de diretoria. Em virtude desse rito processual, observou-se que os processos analisados levaram de meses a anos para serem concluídos, o que demonstra um alto custo administrativo no manejo desses pleitos.

O elevado custo também se deve à singularidade de como são apresentados os pleitos. Devido à falta de clareza nas regras contratuais, cada pleito é apresentado da maneira que o operador julga mais adequada, muitas vezes com informações incompletas, que, posteriormente, tem de ser solicitadas pela ANP, podendo gerar alguns ciclos de solicitações de esclarecimentos. Além disso, o enquadramento contratual também é utilizado de forma diferente por cada operador, mesmo para pleitos similares. Durante os estudos, pode-se perceber que pleitos solicitados de forma similar a anteriores tendem a ter um menor tempo entre a solicitação e o seu desfecho.

Outra questão a ser analisada no âmbito dos custos administrativos é o gerenciamento da garantia financeira. A garantia que afiança a realização das atividades para o cumprimento do PEM é um valor monetário que pode ser emitido por uma instituição financeira que recebe uma compensação financeira dos concessionários ou pode ser apresentada em forma de contrato de penhor de petróleo e gás natural. Quando a duração dos períodos exploratórios é prolongada para além do período original, há um esforço adicional para o gerenciamento das garantias financeiras, tendo em vista a necessidade de

manutenção da sua validade e, quando cabível, da sua atualização pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI), o que eleva o custo administrativo para a ANP, além do custo financeiro para os concessionários.

vi) Judicialização de Contratos

A judicialização dos contratos, quando associada a ações de execução fiscal movidas para a cobrança das garantias financeiras decorrentes do não cumprimento do PEM, também é uma consequência do problema regulatório identificado.

No âmbito judicial, a ANP é representada pela Procuradoria-Geral Federal vinculada à autarquia. As ações de execução de garantias financeiras referentes ao PEM não cumprido são tratadas pela Coordenação de Dívida Ativa da Procuradoria-Geral Federal no Distrito Federal. De acordo com essa coordenação, em julho de 2022 estavam em andamento cinco ações judiciais de execução de garantias financeiras em virtude do não cumprimento do PEM, correspondendo ao valor monetário total de R\$ 44.590.000,00. Todos os processos são referentes a contratos sob o regime de concessão. Os processos em questão estão em andamento. O período de duração de cada processo pode variar de três a seis anos.

vii) Redução do Quantitativo de Atividades Exploratórias e Não Ampliação do Conhecimento Geológico das Bacias Sedimentares Brasileiras

As atividades exploratórias são o meio para a aquisição de dados geológicos e, com a integração e a interpretação dos dados, propiciam o aumento do conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras. A aquisição de dados geológicos na fase de exploração ocorre, geralmente, por meio de levantamentos geofísicos ou geoquímicos e da perfuração de poços. O não cumprimento do PEM implica a não realização dessas atividades durante a fase de exploração.

Nos últimos anos, tem-se verificado que as atividades exploratórias no Brasil vêm sofrendo uma redução significativa. Como consequência direta, ocorre a estagnação do conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras.

A Figura 3 apresenta os dados históricos dos poços exploratórios perfurados entre janeiro de 2012 e julho de 2022.

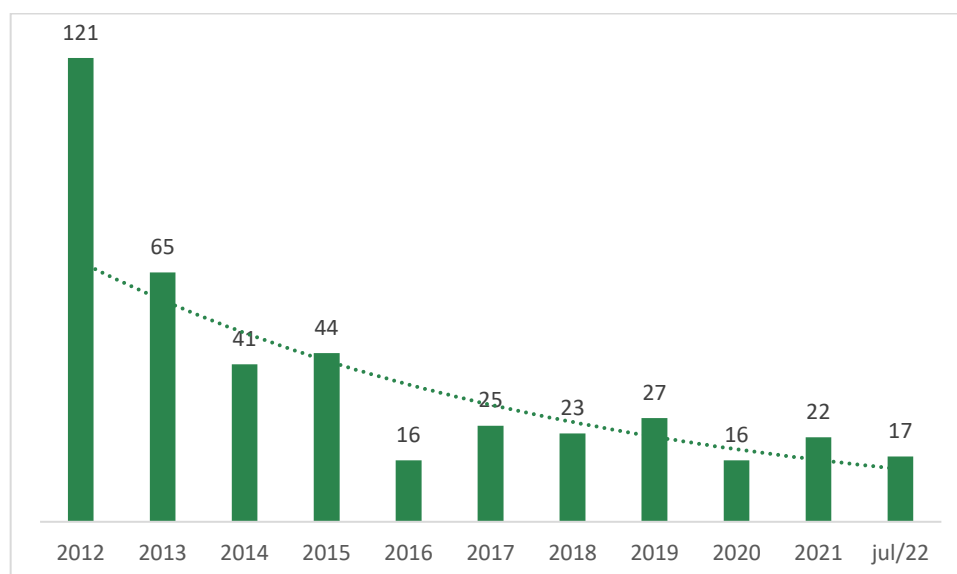


Figura 3: Poços exploratórios perfurados entre janeiro de 2012 e julho de 2022 na fase de exploração.

Nota-se uma diminuição do número de poços exploratórios perfurados na fase de exploração no decorrer do tempo, conforme a linha de tendência (linha pontilhada). No ano de 2012, foram perfurados

121 poços exploratórios, enquanto em 2021 houve a perfuração de 22 poços exploratórios. Embora outros fatores tenham contribuído para esse cenário, como, por exemplo, o preço do barril do petróleo e a dinâmica de oferta de blocos associada à realização das rodadas de licitação, acredita-se, pelo exposto anteriormente, que, se houvesse uma flexibilização maior no cumprimento do PEM, possivelmente essa queda teria sido menos drástica.

Retomando os dados levantados anteriormente, a Tabela 6 resume as informações referentes à suspensão de contratos com PEM remanescente por motivo de atraso no licenciamento ambiental com duração superior a cinco anos, ao pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas, à execução da garantia financeira do PEM, à isenção do PEM e à exoneração do PEM. No caso da suspensão, as informações consideram apenas os contratos suspensos ao final de julho de 2022 e, para os demais casos, o período considerado compreende janeiro de 2019 a julho de 2022.

Tabela 6: Resumo das informações relacionadas às consequências operacionais do problema regulatório identificado.

Consequência	Quantidade de blocos	UTs não cumpridas	Valor (Mil R\$)
Suspensão do contrato	13	10.008,92*	-
Pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas	24	20.332,78	795.197
Execução da garantia financeira do PEM	17	41.964,00	354.000
Isenção do PEM	2	17,64	7.917
Exoneração do PEM	17	16.621,24	150.862
Total	73	88.944,58	1.307.976

*Os valores de UTs remanescentes para a consequência intitulada suspensão do contrato foram adicionados à tabela como UTs não cumpridas.

De forma a elucidar os números apresentados, utilizou-se a tabela acima para converter as UTs não cumpridas em um quantitativo de poços exploratórios perfurados. A atividade de perfuração de poço representa com maior objetividade o cenário exploratório do momento quando comparada às atividades relacionadas aos levantamentos geofísicos ou geoquímicos. Considera-se que nem sempre será necessário adquirir ou atualizar levantamentos já existentes no bloco exploratório, podendo, inclusive, o operador comprar o levantamento adquirido por outras empresas, mas sempre será necessária a realização de um poço para adquirir informação de subsuperfície e testar alvos exploratórios. Além disso, após a criação do conceito de UT, as rodadas de licitação passaram a contabilizar a perfuração de um poço exploratório como 1.000 UTs, representando um parâmetro de fácil comparação, imutável ao longo dos anos. Assim, a perfuração de poços exploratórios foi a atividade exploratória escolhida para realizar o exercício de demonstração do quantitativo de UTs não cumpridas.

Para tanto, procedeu-se à divisão do somatório total de UTs não cumpridas (88.944,58) pela equivalência de UTs referentes à atividade de perfuração de um poço exploratório (1.000 UTs por unidade de poço exploratório perfurado). Como resultado, verifica-se que, no âmbito deste exercício, aproximadamente 88 poços adicionais teriam sido perfurados entre janeiro de 2019 e julho de 2022.

Segundo o SIGEP, o Brasil possui, entre janeiro de 1998 e julho de 2022, o total de 30.278 poços de exploração e produção de petróleo e gás natural perfurados, incluindo 1.569 poços exploratórios perfurados na fase de exploração¹. Entre janeiro de 2019 e julho de 2022, totalizam-se 82 poços exploratórios perfurados na fase de exploração.

Assim, o exercício mostra que, com a quantidade de UTs não cumpridas, obter-se-ia 88 poços adicionais, além dos 82 poços perfurados para o mesmo período, entre janeiro de 2019 a julho de 2022. Esse valor, se efetivado, mais do que dobraria a quantidade de poços perfurados. Na prática, nem todas as UTs compromissadas em um bloco sob contrato seriam direcionadas para a perfuração de poço, já que outras atividades exploratórias também podem ser realizadas e computadas para abatimento do PEM. De qualquer forma, o exercício realizado demonstra o benefício potencial para o país no caso da busca de soluções para a flexibilização do cumprimento do PEM.

A Figura 4 apresenta a quantidade adicional de poços exploratórios que poderia ter sido perfurada, dividida, aproximadamente, por ano de efetivação do instrumento contratual, entre janeiro de 2019 e julho de 2022. Nesse levantamento considerou-se somente os poços adicionais a partir das UTs não cumpridas referentes às consequências relacionadas ao pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas, à execução da garantia financeira do PEM, à isenção do PEM e à exoneração do PEM, uma vez que, para a suspensão do contrato, não é possível indicar o ano em que tais compromissos não foram executados, justamente porque, até aquele momento, os compromissos somente haviam sido adiados.

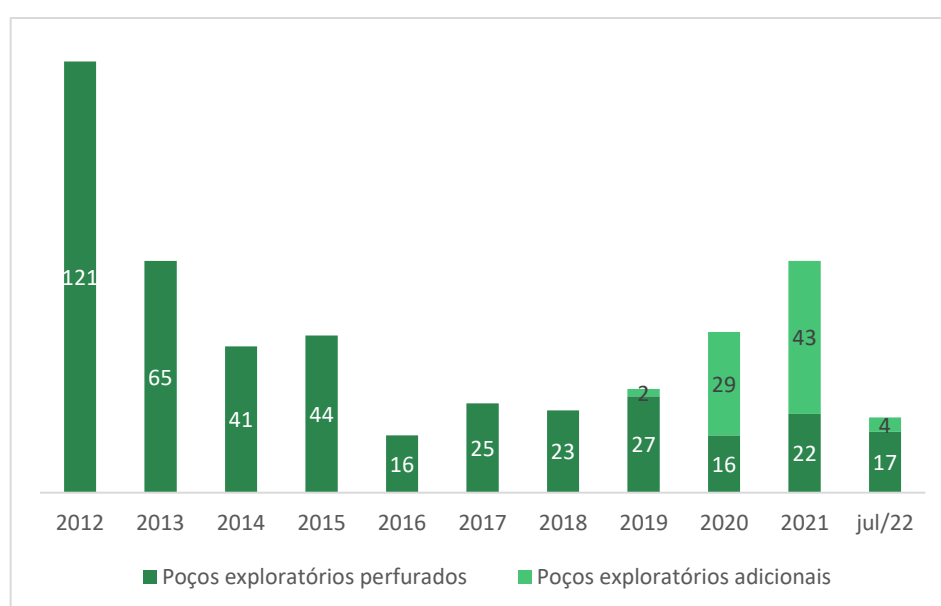


Figura 4: Comparação entre a quantidade de poços exploratórios perfurados e a quantidade de poços exploratórios adicionais que poderiam ter sido perfurados, entre janeiro de 2019 e julho de 2022.

Baseado na Figura 4, verifica-se que, entre janeiro de 2019 e julho de 2022, 78 poços exploratórios poderiam ter sido perfurados. Em 2020, o total de poços perfurados poderia ter sido substancialmente superior, 45 se comparado aos 16 efetivamente perfurados. Adicionalmente, pode-se observar que, em 2021, o quantitativo de poços adicionais (43), somado ao quantitativo de poços efetivamente perfurados (22), geraria um total de poços perfurados no ano significativamente superior, equiparando-se à quantidade de poços perfurados no ano de 2013. Assim, esse exercício demonstra a quantidade de UTs relacionadas ao PEM que não foram cumpridas, deixando mais palpável que, se essas UTs fossem utilizadas para executar a atividade de perfuração, o Brasil teria patamares expressivamente mais altos de poços perfurados.

viii) Redução do Número de Descobertas de Novas Jazidas e Comprometimento da Incorporação de Novas Reservas

Conforme a Resolução ANP nº 699/2017, a Notificação de Descoberta é devida para qualquer poço exploratório em que se identifique ocorrência de hidrocarbonetos por dois métodos distintos.

A Figura 5 demonstra o quantitativo de Notificações de Descoberta apresentadas entre janeiro de 2016 e julho de 2022¹.

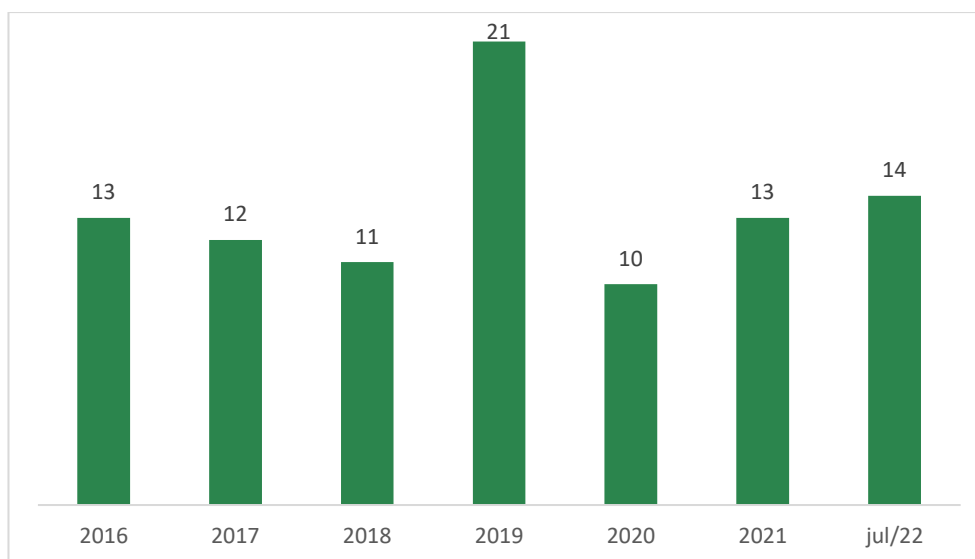


Figura 5: Notificações de Descoberta aprovadas entre janeiro de 2016 e julho de 2022.

Entre janeiro de 2019 e julho de 2022 foram apresentadas 58 Notificações de Descoberta na fase de exploração. É possível observar que, após a queda do número de notificações ocorrida em 2020, esse quantitativo voltou a apresentar um aumento nos últimos dois anos. Destaca-se que o quantitativo de Notificações de Descoberta tende a aumentar quando há aumento no número de poços exploratórios perfurados. Dessa forma, com base no exercício realizado anteriormente, pode-se prever que a flexibilização para o cumprimento do PEM fora da área de concessão poderia ter como resultado o aumento no número de Notificações de Descobertas.

Uma vez que ocorre a Notificação de Descoberta, o contratado pode proceder à sua avaliação, devendo apresentar à ANP uma proposta de PAD. Esse documento tem o objetivo de definir a extensão da acumulação descoberta, bem como estimar o volume de hidrocarbonetos in place, o fator de recuperação e a economicidade da jazida. Assim, como resultado do sucesso de uma campanha exploratória, espera-se que, ao término da realização de um PAD, seja apresentada uma Declaração de Comercialidade.

De acordo com o contrato do 3º Ciclo de Oferta Permanente, a Declaração de Comercialidade é uma notificação formal e por escrito que o concessionário apresenta à ANP com vistas a declarar uma ou mais jazidas como descoberta comercial na área de concessão.

O Painel Dinâmico da Fase de Exploração atualizado em julho de 2022 informa as Declarações de Comercialidade efetivadas entre janeiro de 2016 e julho de 2022, conforme representado na Figura 6.

¹Este relatório consolidou as Notificações de Descoberta aprovadas, submetidas durante a fase de exploração, associadas aos poços exploratórios em blocos sob contrato. Foi considerada somente uma Notificação de Descoberta por poço.

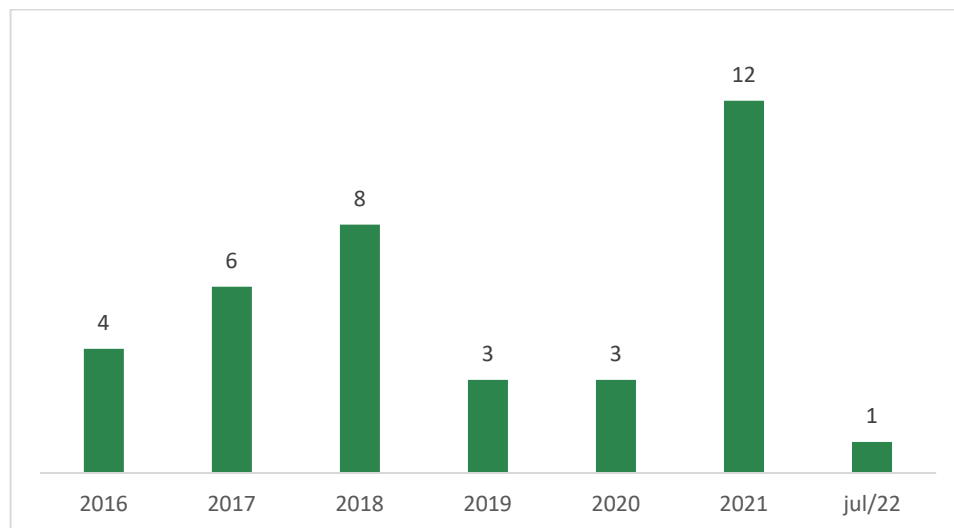


Figura 6: Declarações de Comercialidade efetivadas entre janeiro de 2016 e julho de 2022.

Entre janeiro de 2019 e julho de 2022, foram efetivadas 19 Declarações de Comercialidade. Conforme se depreende da Figura 6. O ano de 2021 destaca-se como aquele no qual foi efetivado o maior número de Declarações de Comercialidade para o período considerado.

O sucesso das campanhas exploratórias pode ser mensurado por meio de índices que consideram os números de Notificações de Descoberta e de Declarações de Comercialidade. Nesse contexto, o Relatório Anual de Exploração de 2021 da ANP divulgou o índice de sucesso exploratório geológico (ISEG) e o índice de sucesso exploratório econômico (ISEE).

O primeiro índice, o ISEG, que é dado pela razão entre o número de Notificações de Descoberta e o número de poços exploratórios pioneiros, apresenta valor global no Brasil pouco maior que 59% para o período compreendido entre 1998 e 2021. O valor global superior a 50% indica que, para o período citado, mais da metade dos poços pioneiros perfurados resultaram na constatação de indícios de hidrocarbonetos.

Já o ISEE, que é dado pela razão entre o número de Declarações de Comercialidade e o número de poços exploratórios pioneiros, apresenta valor global no Brasil de 20% para o período compreendido entre 1998 e 2021. O valor global de 20% indica que, para o período citado, uma quinta parte dos poços pioneiros perfurados resultaram em Declarações de Comercialidade, isto é, em novos campos de petróleo.

De acordo com o Relatório Anual de Exploração de 2020 da ANP, os resultados do ISEG serão sempre superiores aos do ISEE. Compreende-se que uma eventual Declaração de Comercialidade (sucesso econômico) passa anteriormente pela detecção de indícios de hidrocarbonetos (Notificação de Descoberta) a partir da perfuração de um poço exploratório (sucesso geológico).

Os resultados obtidos através do cálculo de tais índices permite compreender como ocorre a perspectiva de sucesso ao longo da campanha exploratória de uma determinada área, de um conjunto de áreas ou de uma bacia.

Continuando o exercício de tornar mais tangíveis as consequências associadas ao problema regulatório identificado, considerando os 78 poços que poderiam ter sido perfurados entre janeiro de 2019 e julho de 2022 caso as UTs não cumpridas tivessem sido utilizadas para a perfuração de poços pioneiros, poder-se-ia obter:

- a) 46 Notificações de Descoberta adicionais, tendo em vista um ISEG de 59%; e
- b) 15 Declarações de Comercialidade, tendo em vista o ISEE de 20%.

Como apresentado nas Figuras 5 e 6, houve 58 Notificações de Descoberta e 19 Declarações de Comercialidade, entre janeiro de 2019 e julho de 2022. Considerando o exercício, os valores poderiam atingir proporções um pouco menores do que o dobro quando comparado aos valores reais.

A Figura 7 apresenta a quantidade adicional de Notificações de Descoberta a partir da soma total encontrada no exercício acima, dividida por ano, de acordo com o quantitativo de poços adicionais apresentado anteriormente na Figura 4.

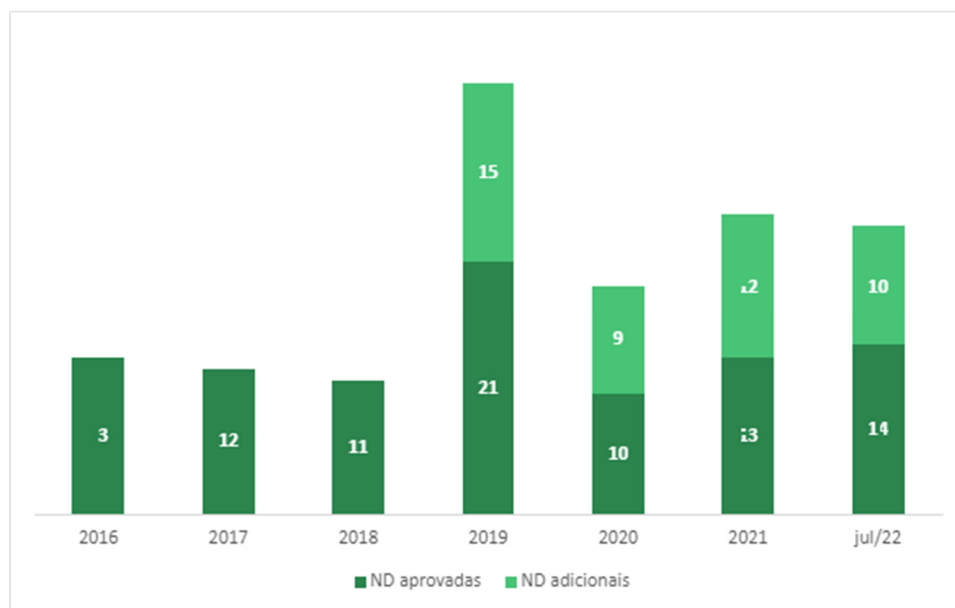


Figura 7: Comparação entre as Notificações de Descoberta aprovadas e as Notificações de Descoberta adicionais que poderiam ter sido aprovadas, entre janeiro de 2016 a julho de 2022.

Observa-se que as Notificações de Descoberta adicionais somadas às Notificações de Descoberta aprovadas incrementariam significativamente os valores entre janeiro de 2019 e julho de 2022. Conforme esperado, o aumento no número de perfurações resultaria no aumento no número de Notificações de Descoberta e, por conseguinte, na ampliação de PADs submetidos à ANP.

A Figura 8 apresenta a quantidade adicional de Declarações de Comercialidade a partir da soma total encontrada no exercício acima, dividida por ano, de acordo com o quantitativo de poços adicionais apresentado anteriormente na Figura 4.

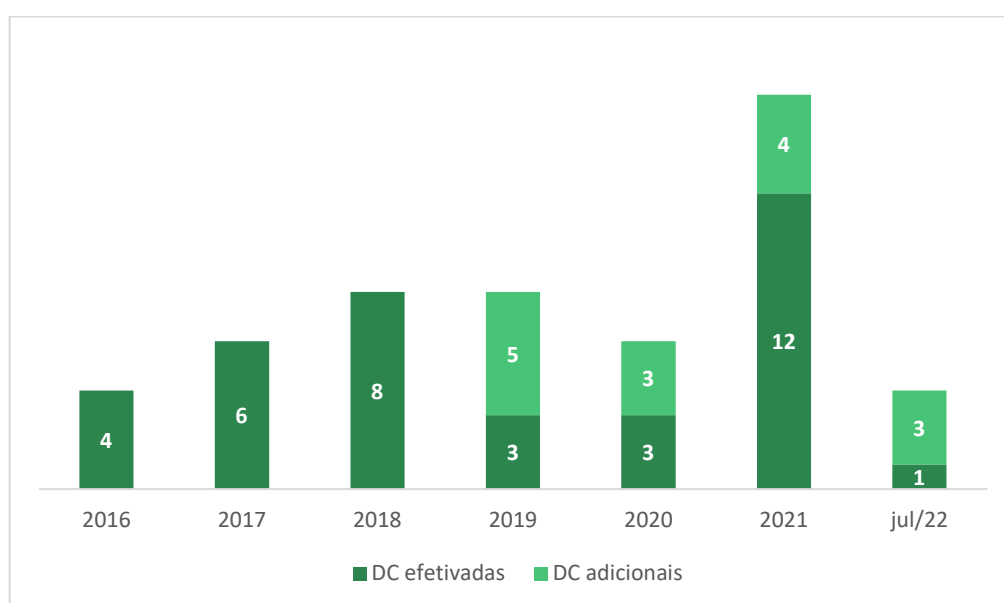


Figura 8: Comparação entre as Declarações de Comercialidade efetivadas e as Declarações de Comercialidade adicionais que poderiam ter sido realizadas, entre janeiro de 2016 e julho de 2022.

A Figura acima mostra que, para os anos de 2019 a 2020, a quantidade adicional de Declarações de Comercialidade que poderiam ter sido realizadas proporcionaria um aumento substancial de novos contratos que teriam prosseguido para a fase de produção. A ampliação do quantitativo de poços exploratórios pode ampliar o número de Notificações de Descoberta apresentadas e, como resultado, as Declarações de Comercialidade efetivadas, garantindo, já na fase de produção, o incremento da produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Mais uma vez, cabe ressaltar que o exercício realizado serve para demonstrar a potencialidade da geração de benefícios, considerando que as UTs não cumpridas poderiam ser convertidas em atividades exploratórias caso houvesse a flexibilização do cumprimento do PEM fora da área de concessão. Obviamente, o exercício realizado se baseia no estabelecimento de prerrogativas que eventualmente podem não ser atendidas.

3.3. Mapeamento de Experiência Internacional

Após definição do problema e delimitação de suas causas e consequências, tornou-se possível procurar exemplos similares em outros países. Conforme o documento Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para a Elaboração de Análise de Impacto Regulatório - AIR, publicado pelo Governo Federal, o objetivo do mapeamento da experiência internacional é investigar como o mesmo problema regulatório, ou problema semelhante, foi tratado em outros países, trazendo subsídios adicionais que possam enriquecer a AIR. O mapeamento da experiência internacional também pode ser realizado tendo como referência a natureza do problema sob análise.

O primeiro país escolhido para estudo foi a Noruega, considerando que o modelo desse país tem influenciado o modelo brasileiro ao longo dos anos. Realizou-se o levantamento das informações do modelo com foco no programa de trabalho (<https://www.norskpetroleum.no/en/framework/the-petroleum-act-and-the-licensing-system/#new-areas>).

No modelo norueguês, o Estado possui a propriedade do petróleo na plataforma continental, concedendo as licenças de produção para que as empresas executem operações de exploração e produção de petróleo.

Antes de uma área ser colocada em licenciamento a área é estudada pelo governo, que realiza uma análise de impacto com viés econômico, social e ambiental, além de avaliar o potencial geológico. Esse processo inclui também a realização de atividades exploratórias pelo órgão licenciador, como levantamentos geofísicos. O estudo então é discutido com a sociedade, garantindo uma visão geral sobre o assunto.

As licenças de produção são concedidas através de rodadas de licenciamento, onde são anunciados os blocos participantes e os critérios de seleção dos licenciados. Durante uma rodada as empresas enviam suas solicitações para os blocos de interesse, que posteriormente são avaliadas em relação aos critérios previamente estabelecidos e são realizadas negociações com as empresas, sendo os vencedores decididos pelo governo. Tal licença outorga direitos exclusivos de exploração e produção na área abrangida pela licença, além de incluir outros direitos e deveres do licenciado. O compromisso de trabalho obrigatório, construído em conjunto entre governo e licenciados, consta na licença com os devidos conteúdos, especificações e prazos.

Em cada caso, o Ministério designa um operador que é responsável pelas atividades operacionais autorizadas pela licença. O grupo licenciado financia as atividades em conjunto.

A licença de produção concedida pelo governo possui um período inicial de até dez anos, destinado à atividade de exploração. A fim de assegurar que a área destinada para a licença de produção seja devidamente explorada, o grupo de empresas licenciados é obrigado, nos termos da licença, a executar um programa de trabalho. O compromisso de trabalho obrigatório pode incluir atividades geológicas e/ou geofísicas e perfuração de poços de exploração, tendo cada atividade prazo especificado na licença.

Após a conclusão dos trabalhos obrigatórios, os licenciados podem escolher encerrar a licença de produção ou em caso de descoberta de petróleo podem solicitar uma prorrogação para desenvolvimento e operação de campo de petróleo.

O modelo norueguês assemelha-se ao brasileiro, em ambos o Estado tem o direito à propriedade do subsolo, realizam rodadas de licenciamento e no contrato/licença consta o plano de trabalho exploratório obrigatório. Contudo, os processos de gerenciamento das atividades exploratórias são diferentes, tendo a Noruega blocos licenciados com maior conhecimento geológico tornando o modelo de menor risco geológico e com maior interferência do governo no plano de trabalho. No levantamento realizado, não foram identificados mecanismos no modelo regulatório ou problemas regulatórios similares para realizar comparação com a análise do presente relatório.

O segundo país escolhido para estudo foi a Colômbia, no qual foi identificado mecanismo semelhante ao analisado no presente relatório.

Na Colômbia, a *Agencia Nacional de Hidrocarburos* (ANH) é a autoridade encarregada de promover o uso sustentável e otimizado dos recursos de hidrocarbonetos, gerindo-os de forma a harmonizar os interesses da sociedade, do Estado e das empresas do setor, por meio de administração e regulação dos recursos petrolíferos do país.

O Estado colombiano detém o direito de propriedade do petróleo. A ANH realiza ciclos do *Proceso Permanente de Asignación de Áreas* (PPAA) para disponibilização de blocos em contrato de exploração e produção. Nesse processo, os blocos disponibilizados são previamente propostos tanto pelos contratados como pela ANH. Similar ao processo brasileiro, após etapa de habilitação, as empresas podem apresentar propostas, as quais serão analisadas de acordo com critérios pré-estabelecidos e o vencedor no bloco designado poderá assinar contrato de exploração e produção com a ANH (<https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/ppaa-proceso-permanente-de-asignaci%C3%B3n-de-%C3%A1reas/>).

O ciclo 4 do PPAA, denominado *Ronda Colombia 2021*, apresentou dois formatos de contrato, sendo um para área continental e outro para área marítima.

As áreas continentais são licitadas utilizando como critérios a porcentagem de participação da produção e a quantidade de poços também expresso em *Valor Económico de Exclusividad* (VEE). O conceito de VEE é um valor em dólares americanos que a empresa vencedora da licitação deverá pagar à ANH na fase de exploração, correspondendo à oferta em termos de números de poços exploratórios a perfurar. Tendo como objetivo o incentivo à perfuração de poços, o valor de VEE, que é segurado por uma garantia financeira, será descontado à medida em que os poços exploratórios sejam perfurados durante a fase de exploração.

O contrato de área continental de exploração e produção de hidrocarbonetos é subdividido em:

- a) fase preliminar, com duração de 24 meses, deve ser utilizada para abertura de filial, verificação de existência de comunidades étnicas, consultas prévias e apresentação de plano de trabalho;
- b) período de exploração, com duração de seis anos, sendo duas fases de 36 meses cada, no qual é executado o programa exploratório; e
- c) período de produção, com duração de 24 anos, para o desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos.

As atividades de exploração serão definidas a critério do contratado, devendo ser informadas em plano de exploração à ANH. No período de exploração, o contratado deverá realizar os poços ofertados na licitação. O valor da VEE pode ser descontado desde que sejam perfurados os poços exploratórios.

As áreas marítimas são licitadas utilizando como critérios a porcentagem de participação da produção e a quantidade de atividades ofertadas nos programas exploratórios mínimo e adicional.

O contrato é subdividido em:

- a) fase preliminar, com duração de 24 meses, reservada para abertura de filial, certificação da existência de comunidades étnicas, bem como consultas prévias associadas, e obtenção de autorizações e licenças ambientais;

b) período de exploração, com duração de nove anos, é reservado para a execução das atividades exploratórias do Programa Exploratório Mínimo e Adicional. O Programa Exploratório Mínimo é aquele previamente fixado pela ANH, enquanto o Adicional é aquele oferecido pelo contratado na rodada de licitação;

c) ainda no contexto do período de exploração, sob condições específicas definidas no contrato, o contratado também poderá submeter à aprovação da ANH a solicitação de realização de um Programa Exploratório Posterior. Esse programa terá a duração de até 36 meses, incorporando no mínimo a perfuração de um poço exploratório;

d) período de produção possui uma etapa inicial de cinco anos, contados da declaração de comercialidade, com o objetivo de desenvolvimento de infraestrutura da produção e transporte; e

e) em sequência no período de produção, com duração de 30 anos, inicia-se uma segunda etapa cujo objetivo está associado efetivamente à produção de hidrocarbonetos.

No regime colombiano, as empresas têm garantido pelo *Acuerdo* nº 2 de 2017 (<https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/acuerdo-no-02-de-18-de-mayo-de-2017/>), atualizado pelo *Acuerdo* nº 3 de 2019 opções em relação as atividades remanescentes (<https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/acuerdo-no-03-de-18-de-febrero-de-2019/>).

O *Acuerdo* nº 2 de 2017 define atividades de exploração remanescentes como aquelas associadas ao Programa Exploratório Mínimo e Adicional e ao Programa Exploratório Posterior que não tenham sido executadas até o término do período ou programa. Com autorização prévia, as atividades exploratórias podem ser desenvolvidas em:

a) áreas correspondentes a um ou mais contratos ou em áreas disponíveis de interesse da ANH, desde que seja o único contratado ou parte do consórcio; ou

b) áreas disponíveis de interesse da ANH. Nesse caso, as informações coletadas ou o resultado de atividades exploratórias se tornam propriedade exclusiva da ANH.

Caso tal mecanismo não seja utilizado, caberá ao contratado entregar à ANH o valor financeiro equivalente às atividades não realizadas.

Cabe destacar que tal mecanismo sofreu alinhamentos posteriores, conforme registrado no *Acuerdo* nº 1 de 2020 e no *Acuerdo* nº 5 de 2021, tendo sido mantida o conceito do traslado das atividades e de investimentos remanescentes no período de exploração.

O estudo do modelo colombiano mostrou que a existência do mecanismo de execução das atividades remanescentes em área diferente da estabelecida no contrato original confere convicção de que o problema em tela merece abordagem mais estruturada por parte da ANP.

3.4. Identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema

Foram identificados os seguintes atores afetados pelo problema regulatório:

- a) governo;
- b) Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: criada pela Lei nº 9.478/1997, trata-se de uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia que tem como atribuições promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;
- c) concessionário: individual ou coletivamente, as pessoas jurídicas que exercem atividade empresarial integrantes do consórcio, inclusive o operador.
- d) operador da concessão: empresa legalmente designada pelo concessionário para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre o órgão regulador da indústria do petróleo e o concessionário;
- e) fornecedores de bens e serviços para o setor de E&P: pessoa jurídica, constituída pelas leis brasileiras, que atue no mercado de petróleo e gás natural;

- f) órgãos ambientais;
- g) sociedade; e
- h) academia.

Na Tabela 7 foram assinalados os interesses, poder de influência e impactos em cada um dos atores identificados.

Tabela 7: Informações referentes aos atores afetados.

Atores	Interesses	Poder de Influência	Impacto
Governo	Aproveitar racionalmente as fontes de energia com vistas a preservar o interesse nacional; promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos; proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia; promover a livre concorrência; atrair investimentos na produção de energia; e ampliar a competitividade do país no mercado internacional (Lei nº 9.478/1997, artigo 1º, incisos I, II, IV, IX, X e XI).	Titular proprietário dos recursos naturais, formulador das leis e controlador de arrecadação.	Diretamente afetado. A redução dos investimentos em atividades exploratórias impacta as políticas públicas nacionais.
ANP	Garantir os interesses da União, aumentar a atratividade do Brasil no segmento de óleo e gás, fomentar a realização de atividades exploratórias e o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras	Regular, contratar e fiscalizar o mercado de petróleo e gás natural.	Diretamente afetado, pois é o órgão responsável por regular, contratar e fiscalizar as atividades integrantes da indústria de óleo e gás natural.
Concessionários/ Operadores	Reduzir custos e processos, ter o caminho facilitado para o cumprimento de exigências e disputar competitividade no setor.	Pessoa jurídica que, individualmente ou em forma de organização, atua junto à ANP, ao Ministério de Minas de Energia e ao Congresso Nacional.	Diretamente afetados, pois investem diretamente nas atividades exploratórias.
Fornecedores de bens e serviços	Vender mais serviços, diversificar os serviços prestados e captar novos clientes.	Pessoa jurídica que, individualmente ou em forma de organização, atua junto à ANP, ao Ministério de Minas de Energia e ao Congresso Nacional.	Indiretamente afetados, podendo ter uma redução da demanda por bens e serviços na medida em que houver redução da execução de atividades exploratórias.
Órgãos Ambientais	Garantir os interesses da União em relação à proteção	Executar as políticas ambientais, que	Diretamente afetados. O problema regulatório

Atores	Interesses	Poder de Influência	Impacto
	das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora.	visam, entre outros aspectos, ao controle da qualidade ambiental, à autorização de uso dos recursos naturais e à fiscalização, monitoramento e controle ambiental.	pode causar aumento nos custos administrativos dos órgãos ambientais nas situações em que os processos de licenciamento ambiental perdurarem por um longo período de tempo.
Sociedade	Melhor serviço, mais informação, menor impacto ambiental.	Pode contribuir em workshops, consultas e audiências públicas. Individualmente ou em organizações, pode atuar junto à ANP, ao Ministério de Minas e Energia e ao Congresso Nacional.	Indiretamente afetada, pela perda em investimentos em exploração de petróleo e gás natural na medida em que o segmento é um importante setor na geração de empregos e de avanços tecnológicos e na promoção do desenvolvimento econômico do país.
Academia	Ampliar e solidificar os estudos geológicos visando a conhecer as bacias sedimentares e os alvos geológicos.	Pode apresentar teses e artigos científicos a partir dos dados acerca das bacias sedimentares brasileiras. Como ator da sociedade civil participa de workshops, consultas e audiências públicas.	Indiretamente afetada, pela ausência de dados para a geração de conhecimento geológico.

4. IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL

A Lei nº 9478/1997, conhecida como Lei do Petróleo, no artigo 7º, institui a ANP como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculando-a ao Ministério de Minas e Energia.

No artigo 8º, a Lei do Petróleo estabelece que a ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Para o estudo em questão, pode-se destacar as seguintes atribuições da agência definidas nesse artigo:

Art. 8º

(...)

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

(...)

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

(...).

No artigo 36, estabeleceu-se que a licitação para outorga dos contratos de concessão obedecerá ao disposto na lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital, incumbindo, assim, a ANP de realizar licitações, bem como de elaborar o edital e o contrato de concessão.

O inciso I do artigo 37 define que o edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, entre outros itens, os investimentos e programas exploratórios mínimos.

O artigo 41 define que no julgamento da licitação devem ser considerados o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros, além das participações governamentais.

Já o Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, que implanta a ANP, define no art. 4º do Anexo I as suas competências:

Art. 4º À ANP compete:

(...)

IV - elaborar editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

(...)

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

(...)

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente; entre outros;

(...).

Por sua vez, o contrato de concessão define, entre as cláusulas essenciais, no inciso VII do artigo 43, os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato.

5. DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS

O objetivo geral e os objetivos específicos foram definidos considerando o problema regulatório e suas causas e consequências, as políticas públicas do setor e o planejamento estratégico da ANP e

servem para orientar a análise e a comparação das alternativas, assim como os parâmetros para as estratégias de implementação, monitoramento e avaliação da alternativa de ação escolhida.

5.1. Objetivo Geral

A presente proposta tem como objetivo geral incentivar as atividades de exploração de petróleo e gás natural.

5.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos que se pretendem alcançar são:

- a) ampliar as possibilidades para o cumprimento do PEM fora da área de concessão;
- b) uniformizar as possibilidades para o cumprimento do PEM fora da área de concessão; e
- c) estabelecer de forma clara as possibilidades para o cumprimento do PEM fora da área de concessão.

6. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

A SEP irá realizar consulta prévia acerca do conteúdo deste Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

Após a consulta prévia, as contribuições recebidas serão avaliadas e, posteriormente, irão integrar o presente relatório.

7. IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Considerando o problema regulatório apresentado e os objetivos definidos, foram identificadas quatro alternativas de ação, abaixo descritas:

- a) alternativa 1: manutenção do cenário atual;
- b) alternativa 2: elaboração de guia orientativo;
- c) alternativa 3: revisão do contrato de concessão; e
- d) alternativa 4: edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão.

7.1. Manutenção do Cenário Atual

Esta alternativa implica a inação do agente regulador, mantendo-se o cenário atual, o qual contempla duas opções. Na primeira delas, o concessionário necessita enquadrar seu pleito de alteração do PEM em cláusula específica do contrato assinado, ou, alternativamente, utilizar a teoria da evolução regulatória para evocar a utilização do contrato mais recente. A outra opção refere-se ao enquadramento do pleito nos pré-requisitos aprovados pela Resolução de Diretoria nº 645/2022.

Neste cenário, o parágrafo 5.5 da cláusula quinta do contrato do 3º Ciclo de Oferta Permanente, abaixo transcrito, não seria alterado nos contratos das próximas rodadas.

5.5. A ANP poderá aprovar alterações no Programa Exploratório Mínimo, mediante solicitação do Concessionário, nas seguintes condições:

- a) que o Concessionário demonstre tecnicamente que tal alteração é compatível com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo; e

b) que o Concessionário indique o Prospecto que motivou a solicitação de alteração.

A análise dos pleitos de alteração do PEM manteria uma abordagem caso a caso, baseando-se seu enquadramento em cláusulas contratuais específicas.

A alteração do cumprimento do PEM, conforme parágrafo 5.5, somente poderá ser solicitada à ANP para blocos com prospectos mapeados, isto é, para blocos cujos concessionários desejem perfurar um poço. Nesse caso, a área já deve ter sido analisada por outras atividades geológicas e geofísicas. O dispositivo não contempla outras atividades exploratórias, tais como levantamentos geofísicos ou geoquímicos.

Como o concessionário precisa vislumbrar a oportunidade para posteriormente apresentar à ANP o pleito, tal pode ser revertido em prejuízo para o operador quando não apresenta o pleito por desconhecer as possibilidades contratuais de alteração do PEM ou por ter alto custo administrativo para a composição da solicitação.

A outra opção está relacionada ao emprego da Resolução de Diretoria ANP nº 645/2022, que autoriza a SEP a ofertar a proposta de acordo de resilição contratual e transferência de investimentos do PEM para contratos vigentes. Nesse caso, devem ser observados os seguintes critérios para os contratos cuja resilição foi solicitada:

a) blocos suspensos por atraso no licenciamento e localizados a menos de 50 km da costa (por não serem mais considerados para licitação atualmente pela ANP); e/ou

b) blocos suspensos por atraso no licenciamento que estejam com pedido de licenciamento em análise por mais de 10 anos e que tenha sido feita solicitação de EIA/RIMA em razão de maior sensibilidade ambiental da região.

A manutenção do atual desenho regulatório significa a possibilidade de recebimento de poucos pleitos associados à alteração do PEM devido à ausência de clareza da matéria no âmbito dos contratos de concessão ou devido ao fato de os critérios estabelecidos na Resolução de Diretoria nº 645/2022 limitarem a aplicabilidade do ato. Sem alternativas que levem ao cumprimento do PEM, as consequências mapeadas serão mantidas. Pode-se considerar que o problema regulatório não se intensificaria e não dependeria esforços e custos para mudanças, mas também não seria resolvido e nem atingiria os objetivos propostos neste relatório.

7.2. Elaboração de Guia Orientativo

A elaboração de um guia orientativo tem como objetivos prover ao concessionário conhecimento sobre a existência do mecanismo de flexibilização do PEM; elencar de que forma e em que momento o mecanismo pode ser utilizado; e informar o conjunto mínimo de elementos a serem apresentados à ANP quando da submissão do pleito de flexibilização.

Tendo em vista que a cláusula que permite a alteração do PEM foi sendo alterada ao longo das rodadas de licitações, o guia deve abranger todos os contratos de concessão. Dessa forma, o guia informará aos concessionários a correta orientação quanto à abordagem para a flexibilização do cumprimento do PEM relacionada a cada contrato de concessão.

Assim como na alternativa 1, o concessionário deve solicitar a flexibilização do cumprimento do PEM a partir do seu enquadramento em uma cláusula específica do contrato assinado. Outra possibilidade é enquadrar o seu pleito no contrato mais recente, utilizando-se a teoria da evolução regulatória.

Por se tratar de uma solução não-normativa, o guia tem uma abrangência limitada. Não é solucionado o problema relacionado à falta de uniformização dos contratos, que, inclusive, constitui-se em uma situação que torna mais complexa a elaboração do guia de orientação. Também não amplia as possibilidades para que o PEM possa ser cumprido fora da área de concessão.

Portanto, o guia se apoia no esclarecimento, na consolidação e na divulgação das informações. Prevê-se que seu caráter orientativo irá prevenir interpretações distintas das mesmas cláusulas contratuais, assim como propiciará a ampliação do conhecimento dos agentes regulados acerca dessas cláusulas. Ao reduzir a assimetria de informações entre as partes interessadas, esta alternativa represente uma evolução frente à opção de inação da agência. No entanto, é incapaz de alcançar os demais objetivos estabelecidos.

7.3. Revisão do Contrato de Concessão

Esta alternativa consiste na alteração do parágrafo 5.5 do contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente na próxima rodada de licitações referente ao regime de concessão.

Assim, refletir-se-ia, objetivamente, a possibilidade de cumprimento do PEM fora da área de concessão, deixando evidente que se trata de uma exceção às regras estabelecidas nos parágrafos 2.1 e 3.1 do contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente, abaixo destacados, que seriam mantidos:

2.1. Este Contrato tem por objeto a execução, na Área de Concessão:

a) de Operações de Exploração comprometidas no Programa Exploratório Mínimo ou adicionais a ele, nos termos de um Plano de Trabalho Exploratório aprovado pela ANP;

(...)

3.1. As Operações deverão ser executadas exclusivamente na Área de Concessão, descrita e delimitada no Anexo I.

Adicionalmente, é importante destacar que o parágrafo 5.5 seria alterado para trazer algum nível de clareza no que tange às diretrizes mais gerais relacionadas à melhores práticas da indústria do petróleo, permitindo elevar a previsibilidade das decisões emanadas pela ANP.

Outra modificação a ser implementada no âmbito do parágrafo 5.5 seria a ampliação da gama de atividades exploratórias abrangidas para que a flexibilização do PEM possa contemplar outras atividades para além da perfuração de poço.

Por outro lado, considerando que o contrato é um instrumento que se presta a trazer diretrizes mais gerais, não seria razoável incluir no seu escopo os critérios e requisitos específicos de uso e aplicabilidade da cláusula contratual, que, uma vez cumpridos, possibilitariam a flexibilização do PEM. De todo modo, as alterações realizadas permitiriam ao concessionário solicitar a alteração do PEM sem envidar muitos esforços para interpretar tal cláusula.

Nesse caso, de forma simples e direta, apenas os contratos assinados a partir da próxima rodada de licitação no regime de concessão seriam contemplados com a nova regra. Alternativamente, os operadores dos contratos anteriores poderiam pleitear a utilização do contrato mais recente mediante a teoria da evolução regulatória. Dessa forma, regras distintas relacionadas ao tema coexistirão simultaneamente.

Ainda que ajustes contratuais sejam realizados, a alternativa ainda não traria a completude e a clareza necessária à matéria, nem a uniformidade no tratamento dos contratos. A alternativa tampouco definiria as situações e os critérios para a utilização do mecanismo, considerando que não se espera tal desdobramento em um contrato.

7.4. Edição de Ato Normativo com Ajustes no Contrato de Concessão

O quarto cenário foi concebido com a publicação de uma resolução, passando por todos os trâmites relacionados à edição de um ato normativo, desde a consulta interna à consulta e audiência públicas, de forma a garantir a ampla participação de todos os atores afetados na construção da norma.

A resolução conteria os critérios e os requisitos de uso e de aplicabilidade para que o PEM pudesse ser cumprido fora da área de concessão, especificando claramente em quais situações a flexibilização poderia ser aplicada e os pré-requisitos necessários.

A resolução possui incidência mais abrangente, contemplando todos os contratos de concessão vigentes, assinados antes ou depois da data da sua publicação. Assim, o novo regramento trataria os contratos de maneira uniforme, garantido isonomia, e, nesse cenário, não seria necessário utilizar a teoria da evolução regulatória.

Cabe destacar que, no desenho regulatório resultante desta alternativa, os futuros contratos de concessão devem sofrer pequenos ajustes para se alinharem à resolução. Dessa forma, por exemplo, seria necessário um parágrafo conciso para deixar clara a possibilidade de cumprimento do PEM fora da área de concessão, a ser regulamentada por meio do ato normativo, assim como estabelecer que se trata de uma exceção às regras estabelecidas nos parágrafos 2.1 e 3.1.

Assim como desejável, o contrato ficaria mais sucinto e focado nas cláusulas essenciais, e a resolução teria conteúdo pormenorizado, especificando como o PEM poderia ser cumprido fora da área de concessão.

8. AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

A metodologia de avaliação das alternativas adotada neste relatório foi a análise multicritério. A análise multicritério é um método quali-quantitativo que consiste na comparação de alternativas com base em seus respectivos desempenhos nos diferentes critérios de decisão estabelecidos. Cada critério recebe um peso de acordo com a sua importância relativa. Nesse sentido, a construção dos critérios permite capturar e comparar os efeitos positivos e negativos que cada uma das alternativas de ação apresenta.

Como vantagem destaca-se que na análise multicritério a natureza dos critérios de decisão pode estar relacionada a diversos aspectos como, por exemplo, questões econômicas, técnicas e jurídicas, permitindo uma análise ampla sobre o tema. Além disso, não requer a transformação para a mesma escala de avaliação.

Por outro lado, a principal desvantagem deve-se ao fato de que a análise multicritério carrega um certo nível de subjetividade no estabelecimento de pesos e pontos dos critérios utilizados para a análise das alternativas, o que pode gerar questionamentos sobre o resultado obtido. Com vistas a minimizar essa desvantagem, procedeu-se a uma análise criteriosa, simples e direta, ao mesmo tempo em que foi realizado o registro de todo o procedimento adotado para que o resultado obtido possa ser facilmente verificado por aqueles que desejarem participar da consulta prévia deste relatório, dotando, assim, o processo de uma análise robusta, transparente e participativa.

Dessa forma, inicialmente, definiu-se cinco critérios considerados relevantes para o tema: (i) complexidade na elaboração; (ii) custos para a ANP; (iii) custos para o agente regulado; (iv) efetividade; e (v) segurança jurídica.

Para cada critério foi atribuído um peso, cuja escala variou de 1 a 3, de acordo com a sua importância relativa, sendo 1 para aqueles critérios de menor relevância, 2 para os critérios considerados relevantes e 3 para aqueles de grande relevância. Posteriormente, cada critério recebeu uma pontuação em uma escala de 1 a 3, de forma a propiciar a comparação das alternativas. Na Tabela 8, encontram-se detalhadas essas informações.

Critério	Descrição	Peso	Pontuação
Complexidade na elaboração	Refere-se ao conjunto de ações e ao prazo necessários ao estudo e à elaboração da alternativa. No que tange às alternativas 2, 3 e 4, a complexidade na elaboração foi avaliada até o momento da publicação do guia orientativo, do contrato ou do ato normativo, respectivamente.	Peso 1 porque todas as alternativas identificadas são viáveis.	1 - Complexidade alta 2 - Complexidade média 3 - Complexidade nula ou baixa
Custos para a ANP	Custos decorrentes da gestão do contrato de concessão. Uma vez implementada a alternativa, inclui os custos de avaliação técnica, de enquadramento do pleito, de solicitação de esclarecimentos, entre outros.	Peso 1 porque já é competência da ANP a gestão dos contratos de E&P. Desse modo, os custos decorrentes de quaisquer das alternativas consideradas não se diferenciam em termos de estrutura física ou de recursos humanos.	1 - Custo alto 2 - Custo médio 3 - Custo baixo
Custos para o agente regulado	Custos decorrentes do cumprimento dos requisitos estabelecidos.	Peso 2 porque é importante que os custos para o regulado sejam tão baixos quanto possíveis para que a maior parcela dos investimentos seja direcionada à realização de atividades exploratórias.	1 - Custo alto 2 - Custo médio 3 - Custo baixo
Efetividade	Capacidade em alcançar os objetivos almejados.	Peso 3 porque é fundamental que os objetivos identificados sejam atingidos para que o problema regulatório seja resolvido.	1 - Nenhum objetivo alcançado 2 - Alguns objetivos alcançados 3 - Todos os objetivos alcançados
Segurança jurídica	Previsibilidade e coerência na aplicação da alternativa, reduzindo, ao máximo, a discricionariedade da ANP.	Peso 3 porque a segurança jurídica é um dos aspectos que garantem o nível de atratividade do país no setor de óleo e gás.	1 - Segurança jurídica baixa 2 - Segurança jurídica média 3 - Segurança jurídica alta

Posteriormente, procedeu-se à análise multicritério. Nessa análise foi atribuída uma pontuação para cada critério, considerando-se as diferentes alternativas regulatórias identificadas (Tabela 9):

Tabela 9: Matriz de análise multicritério para o problema regulatório identificado.

Critério	Peso	Alternativa 1: Manutenção do Cenário Atual		Alternativa 2: Elaboração de Guia Orientativo		Alternativa 3: Revisão do Contrato de Concessão		Alternativa 4: Edição de Ato Normativo com Ajustes no Contrato de Concessão	
		Pontuação	Ponderação	Pontuação	Ponderação	Pontuação	Ponderação	Pontuação	Ponderação
Complexidade na elaboração	1	3	3	2	2	2	2	1	1
Custos para a ANP	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Custos para o agente regulado	2	1	2	2	4	2	4	3	6
Efetividade	3	1	3	2	6	2	6	3	9
Segurança jurídica	3	1	3	1	3	2	6	3	9
Resultado			12		16		19		27

Quanto à complexidade na elaboração, a alternativa mais simples é aquela associada à manutenção do cenário atual porque não requer a ação da ANP. Por outro lado, a edição de uma resolução é precedida de um rito regulatório que exige uma carga de trabalho expressiva por parte da SEP. Por abranger diversas etapas, entre as quais se enquadram a elaboração do ato normativo, a ampla discussão com os atores afetados e a consulta e audiência públicas, culminando na publicação da resolução, esta é considerada a alternativa mais complexa. Tanto a elaboração de guia orientativo como a revisão do contrato possuem complexidade mediana. Exigem a concatenação e a consolidação de ideias no respectivo documento. A alternativa 3 difere-se da 2 porque a revisão do contrato se trata de um procedimento rotineiro no âmbito da agência, uma vez que, previamente a qualquer rodada de licitações, o contrato é revisado em todos os aspectos. Nessa oportunidade, a alteração proposta poderia ser implementada.

Em termos de custos incorridos para a ANP decorrentes da gestão do contrato, a manutenção do cenário atual implica em um alto custo para a agência, tendo em vista que requer da ANP um esforço enorme para a análise de cada situação individualmente com o objetivo de avaliar o seu enquadramento em uma cláusula contratual específica, o que muitas vezes demanda não só a análise do contrato assinado, mas também do contrato mais atual para verificar a aplicabilidade da teoria da evolução regulatória. Ademais, nesse caso, o processo deve seguir o rito ordinário, requerendo uma sequência de análises até a deliberação da Diretoria Colegiada. Em contrapartida, uma vez que, atualmente, não está clara no contrato a possibilidade de cumprimento do PEM fora da área de concessão, o agente regulado pode simplesmente não vislumbrar essa oportunidade, o que pode levá-lo a deixar de executar uma atividade exploratória, situação indesejável para a União. Nesse cenário, cabem destacar os custos administrativos associados ao pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas, à execução de garantia financeira ou à isenção e exoneração do PEM. Na alternativa referente à revisão do contrato, considera-se que a sua alteração poderá trazer clareza a algumas dúvidas hoje existentes, porém, como o contrato não é o instrumento adequado para detalhar as regras relacionadas à flexibilização do PEM, tendo o caráter mais geral, tal alteração seria realizada dentro de um escopo limitado. Portanto, nessa alternativa, algumas questões não estariam completamente sanadas, o que, dadas as incertezas, acabaria por elevar o custo da alternativa, aproximando-a da alternativa relacionada à manutenção do cenário atual. Na revisão do contrato também é necessário que o pleito seja aprovado pela Diretoria Colegiada. Para a alternativa 2, também se considerou que o custo é alto, pois a melhoria que pode ser obtida através da publicação do documento é limitada a esclarecer aos concessionários as possibilidades para o cumprimento do PEM. Se, por um lado é prevista a diminuição do tempo de análise por parte da agência, por outro tende a aumentar o número de pleitos solicitados à ANP. Nesta alternativa também permanecem as necessidades de análise individual e de aprovação em uma instância superior. Já na

edição de ato normativo, o custo para a ANP foi classificado como médio, uma vez que somente nessa alternativa as regras estariam absolutamente claras e seriam uniformes para quaisquer contratos vigentes. Adicionalmente, a SEP poderia aprovar os pleitos de flexibilização do PEM, conferindo celeridade e eficiência aos processos administrativos relacionados.

No que tange aos custos para os agentes regulados, considera-se que a publicação de uma resolução propicia ao concessionário fácil acesso aos critérios e requisitos de flexibilização do PEM, além de maior clareza e uniformidade nas regras, facilitando o enquadramento e a fundamentação do pleito a ser apresentado à ANP. Além disso, por possibilitar o cumprimento do PEM fora da área de concessão, reduz a possibilidade de o concessionário não conseguir cumpri-lo e, conseqüentemente, ter a garantia financeira executada ou a necessidade de pagamento pelo não cumprimento do PEM, ou, ainda, minimiza a utilização dos instrumentos de isenção e exoneração do PEM. Sob essa ótica, o não agir seria a alternativa mais cara, na medida em que, atualmente, a falta de uniformidade e de clareza nos contratos traz muitas dificuldades ao contratado para fundamentar adequadamente o seu pleito, aumentando a necessidade de que a SEP solicite informações adicionais para que dúvidas sejam esclarecidas, o que acaba por gerar um dispêndio adicional de trabalho para ambas as partes. Além disso, é importante salientar que, mesmo em um contrato suspenso, impossibilitado de realizar atividades, há a necessidade de manutenção e atualização da garantia financeira, assim como de pagamento referente à retenção de área. As alternativas 2 e 3 implicam em um custo intermediário para o contratado porque, em certa medida, trazem clareza em relação às regras estabelecidas.

Ao analisar o critério efetividade, verifica-se que a única alternativa que permite alcançar todos os objetivos almejados é a edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão. Nessa opção, seria possível ampliar, uniformizar e clarificar as possibilidades de cumprimento do PEM fora da área de concessão. Comparativamente, optando pela elaboração de guia orientativo, seria possível alcançar algum avanço, já que o guia traria clareza quanto as possibilidades dos concessionários em relação ao cumprimento do PEM. Da mesma forma, caso a alternativa escolhida seja a revisão do contrato, seria possível ter uma efetividade maior, mas esta não seria suficiente para uniformizar as possibilidades de cumprimento do PEM fora da área de concessão. Nesse caso, também somente seria possível atingir parcialmente o objetivo de esclarecer as possibilidades de cumprimento do PEM fora da área de concessão porque o contrato não é a ferramenta adequada para trazer tais especificidades. Ao optar pela manutenção do cenário atual não seria possível alcançar nenhum objetivo.

Em relação à segurança jurídica, as alternativas que trazem mais fragilidade às decisões emanadas pela ANP são a manutenção do cenário atual e a elaboração de guia orientativo justamente porque, conforme exposto, os contratos não são uniformes e claros o suficiente para possibilitar o adequado enquadramento dos pleitos relacionados à flexibilização do cumprimento do PEM. Por exemplo, o parágrafo 5.5 do contrato do 3º Ciclo da Oferta Permanente, ao consentir a alteração do PEM sem estabelecer condições objetivas para a aprovação do pleito, dá ampla discricionariedade ao tomador de decisão, compondo o processo de imprevisibilidades indesejáveis. O guia, por sua vez, pode ser revogado a qualquer momento. Em direção oposta, a edição de ato normativo, na medida que se propõe a estabelecer de forma clara e objetiva os critérios e requisitos de flexibilização do PEM, é capaz de trazer uniformidade, previsibilidade e coerência às regras necessárias à flexibilização do PEM.

A Figura 9 ilustra o diagrama em teias, que permite observar os critérios nos quais cada alternativa apresenta o melhor desempenho. A área dos polígonos está relacionada à pontuação dos critérios no âmbito de cada alternativa, sendo o polígono com a maior área correspondente a alternativa preferencial.

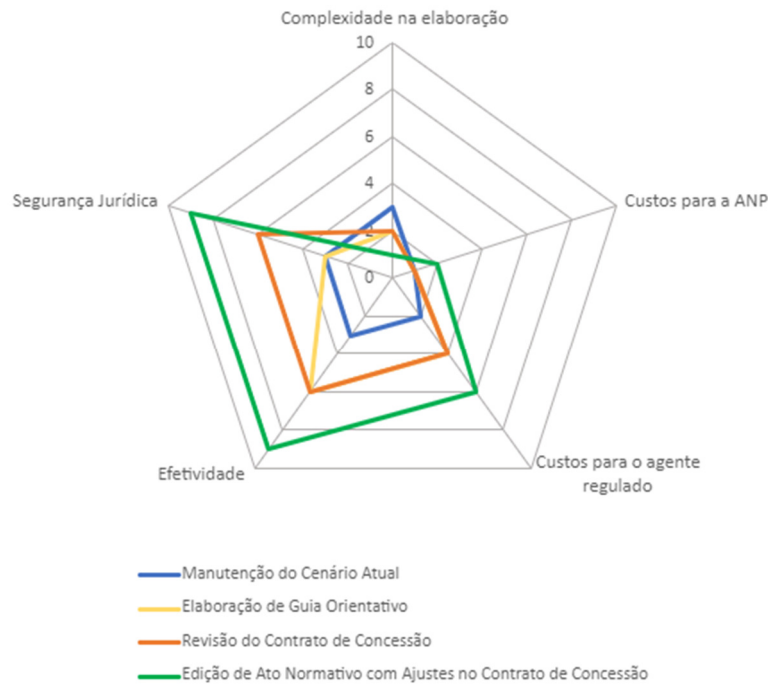


Figura 9: Diagrama em teias dos critérios elencados para a avaliação das alternativas.

É possível perceber que os critérios efetividade e segurança jurídica, que possuem peso 3, apresentaram melhor desempenho na alternativa relacionada à edição de ato normativo. A complexidade na elaboração foi o único critério que se destacou na manutenção do cenário atual. Já a revisão do contrato e a elaboração de guia orientativo não se sobressaíram em nenhum dos critérios avaliados.

Pelo exposto, a alternativa que apresenta maior aderência ao conjunto de critérios selecionados é a edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão, que atingiu a maior pontuação total (27 pontos) e a melhor avaliação na maior parte dos critérios definidos.

9. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, FISCALIZAÇÃO E MONITORAMENTO

A implementação da alternativa de edição do ato normativo com ajustes no contrato de concessão, considerada como a melhor alternativa para o enfrentamento do problema regulatório, será conduzida pela Coordenação de Regulação e de Gestão da Informação da SEP, que possui entre suas principais competências essa tarefa. Esta etapa contempla:

- a) condução das discussões técnicas preliminares no âmbito da SEP;
- b) elaboração da minuta de resolução;
- c) consultas internas;
- d) ampla discussão com os atores afetados;
- e) consulta e audiência públicas;
- f) aprovação da Diretoria Colegiada; e
- g) publicação do ato normativo.

A etapa de consultas internas envolve discussões com outras coordenações da SEP, bem como outras superintendências da ANP, destacando-se a Superintendência de Avaliação Geológica (SAG) e a Superintendência de Promoção de Licitações (SPL). No âmbito da etapa relacionada à ampla discussão com os atores afetados serão consultadas instituições externas, como a Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), os agentes regulados e a sociedade. Estima-se o prazo de um ano para a publicação do ato normativo.

De acordo com o Decreto 10.139, de 28 de novembro de 2019, o ato normativo poderá entrar em vigor em, no mínimo, uma semana após a sua data de publicação. Quanto à produção de efeitos, o

referido diploma legal estabelece que esta deve ocorrer sempre no primeiro dia do mês ou em seu primeiro dia útil. Considerando que não há necessidade de um período de adaptação para os concessionários aderirem à resolução, uma vez que esta não tem caráter obrigatório, serão estabelecidos na resolução da ANP os prazos mínimos.

As questões relacionadas ao PEM, até o presente momento, sempre foram tratadas no âmbito do edital e do contrato. Dessa forma, não existem outros atos normativos da ANP a serem considerados para alteração em virtude da edição desse ato normativo.

Após a publicação da resolução, na ocasião da revisão do contrato de concessão da próxima rodada de licitação, far-se-á necessário a alteração desse instrumento com vistas a propiciar seu alinhamento ao ato normativo.

A fiscalização será realizada pela Coordenação de Gestão de Contratos de E&P da SEP, que tem atribuição para fiscalizar o cumprimento do PEM no âmbito da gestão dos contratos de concessão na fase de exploração, como ocorre hoje com os contratos e resoluções em vigor. As fiscalizações contratuais realizadas são do tipo preventivas, orientativas e de auditoria.

O monitoramento dos resultados também será realizado pela SEP. Assim, com o objetivo de verificar a efetividade do ato normativo, identificando se o problema regulatório foi solucionado e se os objetivos almejados foram atingidos, são sugeridos os seguintes indicadores:

- a) quantitativo de blocos devolvidos ou que prosseguiram para a fase de produção, considerando a quantidade de UTs cumpridas;
- b) quantitativo de processos relacionados à suspensão de contrato, ao pagamento do valor atualizado das UTs não cumpridas, à execução da garantia financeira, à isenção do PEM e à exoneração do PEM; e
- c) número de pleitos apresentados referentes à resolução que será publicada.

Os indicadores serão obtidos a partir de informações adquiridas nos processos administrativos da ANP, sem necessidade de adquirir nova tecnologia ou sistema. O monitoramento terá levantamento anual de dados, com duração de cinco anos, sendo consolidado em um Relatório de Avaliação de Resultado Regulatório.

Portanto, de forma geral, a SEP já se encontra estruturada, não necessitando de adaptações internas no que tange à capacitação adicional da força de trabalho, às mudanças de equipe ou ao organograma ou a alterações de fluxos ou processos para a implementação, fiscalização e monitoramento da alternativa proposta neste Relatório.

10. ALTERAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE RISCO DAS ATIVIDADES REGULADAS

A edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão, conforme alternativa mais favorável deste relatório, não ensejará a mudança da classificação de risco das atividades reguladas pela Resolução ANP nº 839/2021, já que as atividades de exploração e produção vinculadas ao contrato de E&P não se encontram no escopo do ato normativo. As atividades de exploração e produção são especificadas em contrato de licitação. Conforme a Nota Técnica nº 6/2020/SEC/ANP-RJ, que subsidiou as Consulta e Audiência Públicas nº 11/2020, ficaram isentos da obrigação de adequação ao Decreto nº 10.178, de 18 de dezembro de 2019, os atos de exploração e produção. A nota tem embasamento no Parecer nº 0025/2020/PF-ANP/PGF/AGU, que considerou plenamente cabível excluir a incidência do Decreto 10.178/2019 sobre as aprovações, autorizações ou permissões exaradas no âmbito da gestão dos contratos de E&P, pois tais atos são meramente fiscalizatórios e já estão contidos quando do ato do negócio jurídico (celebração dos contratos de E&P), porquanto divergem em sua natureza jurídica daqueles atos públicos de liberação contidos na Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019 (Lei da Liberdade Econômica).