

Assunto: Análise de Impacto Regulatório sobre a alteração da periodicidade de atualização das garantias financeiras e termo que asseguram os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural prevista na Resolução ANP nº 854, de 27 de setembro de 2021.

Processo: 48610.214137/2025-54

Certidão de Distribuição: SEI nº 5010341

I. IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA

Tema Primário	Exploração e Produção
Tema Secundário	Atividades da fase de desenvolvimento e produção
Nº e Título da Ação Regulatória	1.18 Alteração da periodicidade de atualização das garantias de descomissionamento

II. SUMÁRIO

1. A presente Análise de Impacto Regulatório (AIR) visa subsidiar proposta de revisão e atualização da Resolução ANP nº 854, de 27 de setembro de 2021 (Resolução ANP nº 854/2021 ou RANP nº 854/2021), normativo que regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias financeiras e termo que assegurem os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural, com o objetivo de avaliar se a periodicidade atualmente exigida para a apresentação e atualização das garantias financeiras de descomissionamento está adequadamente calibrada ao perfil de risco, à maturidade dos ativos e às condições econômicas dos contratos, sendo possível que a periodicidade atualmente exigida esteja gerando custos regulatórios e administrativos superiores aos benefícios marginais em termos de mitigação de risco, tanto para os agentes regulados quanto para a própria ANP.
2. A Resolução ANP nº 854, de 27 de setembro de 2021, foi publicada na Seção 1 do Diário Oficial da União (DOU) nº 185, de 29 de setembro de 2021, após amplo debate empreendido no âmbito do processo administrativo 48610.215088/2019-29. Após cerca de quatro anos de vigência da RANP nº 854/2021, percebeu-se a necessidade de revisão da norma de forma a aperfeiçoar o arcabouço regulatório da Agência, por meio de ações constantes da Agenda Regulatória da ANP do biênio 2025-2026, aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP na Reunião de Diretoria nº 1.160, de 29/05/2025. Dentre as ações aprovadas, consta a Ação Regulatória 1.18, que corresponde à avaliação da possibilidade de alteração da periodicidade de atualização das garantias de descomissionamento.
3. Além da iniciativa de inserção da ação na Agenda Regulatória da ANP, as manifestações de agentes regulados, acostadas aos autos do processo 48610.214137/2025-54, também evidenciam a necessidade de reavaliação da periodicidade de apresentação das garantias financeiras. Empresas destacaram que a periodicidade anual para apresentação das garantias representa um desafio operacional e financeiro significativo. A situação é considerada ainda mais desafiadora para empresas de menor porte, que representam aproximadamente 56% dos operadores atuais.
4. Assim sendo, o problema regulatório ou o objetivo da ação regulatória identificado consiste em revisar a periodicidade de atualização das garantias de descomissionamento, a fim de estabelecer um intervalo mais adequado do que a periodicidade anual atualmente determinada pela Resolução ANP 854/2021, visando maior eficiência processual.
5. As garantias financeiras de descomissionamento representam um tema recorrente na experiência internacional, conforme evidenciam informações coletadas sobre o Reino Unido, a Noruega e os Estados Unidos. Nesse contexto, o modelo brasileiro se destaca por sua abordagem estruturada, progressiva e alinhada ao ciclo de vida dos ativos, combinando exigências de provisionamento antecipado, mecanismos de mitigação de risco fiscal e critérios regulatórios claros para a constituição, revisão e execução das garantias. A Resolução ANP nº 854/2021 detalha quais são as modalidades aceitas, a forma e critérios, além de determinar a apresentação de garantia para todos os campos. Além disso, o arranjo brasileiro busca equilibrar proteção ao interesse público, segurança ambiental e previsibilidade regulatória, ao mesmo tempo em que preserva a viabilidade econômica dos empreendimentos. Essa combinação confere ao modelo robustez institucional e reforça a responsabilização dos operadores pelo adequado encerramento das atividades, posicionando o Brasil como uma referência relevante no desenho de instrumentos financeiros para descomissionamento.
6. Os grupos afetados pelo problema regulatório são amplos e reúnem as empresas concessionárias e operadoras de petróleo e gás natural, as pessoas jurídicas garantidoras, a ANP, a PPSA, órgãos e instituições diversos de governo e a sociedade em geral.
7. O impacto nas empresas de menor porte foi especificamente abordado nas manifestações dos agentes, destacadas na Subseção III. - "Manifestação de Agentes". Conforme manifestação emanada pela Mandacaru, por exemplo, uma nova periodicidade, em sua visão, representaria uma redução significativa nos custos de transação, especialmente para empresas de menor porte. Além disso, a empresa defendeu que *"os instrumentos de garantia financeira disponíveis para esse público são mais limitados e frequentemente mais caros"*.
8. Em relação à base legal e infralegal pertinente, tem-se que o art. 43 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aponta como cláusula essencial de um contrato de concessão a especificação de regras sobre a devolução e a desocupação de áreas, inclusive a retirada de equipamentos e instalações. O descomissionamento das instalações e o aporte das garantias para sua efetivação, por sua vez, são matéria da RANP nº 854/2021. Assim, tendo em vista esse regulamento e a sua aderência legal, é inequívoca a legalidade da iniciativa de revisão da norma em comento.
9. Em relação aos objetivos, é relevante que a revisão da Resolução ANP nº 854/2021, no que tange especificamente à alteração da periodicidade de apresentação de garantias, produza os seguintes resultados, que representariam significativa otimização processual: (i) conservação da qualidade das garantias apresentadas, contribuindo para que os descomissionamentos sejam efetivados; (ii) redução do esforço necessário para apresentação das garantias por parte dos agentes regulados; e (iii) redução do custo administrativo para a ANP.
10. A partir da definição do problema regulatório, identificaram-se as seguintes alternativas: Alternativa 1 – Apresentação Anual das Garantias de Descomissionamento (status quo); Alternativa 2 – Apresentação Bial das Garantias de Descomissionamento; e Alternativa 3 – Apresentação Trienal das Garantias de Descomissionamento.
11. Levando-se em conta tais alternativas e com o objetivo de identificar alguns impactos decorrentes de sua adoção, realizou-se um exercício hipotético, por meio do qual foram feitas estimativas de valores de garantias a serem apresentadas levando-se em conta prazos mais dilatados para a apresentação dessas garantias. A partir dos resultados das estimativas, verificou-se que a dilatação do prazo de apresentação das garantias financeiras: (i) eleva o valor a ser garantido; (ii) estende o prazo de vigência das garantias; e (iii) tende a aumentar o prêmio, em razão tanto do maior montante garantido quanto

da maior duração das garantias.

12. Vantagens (prós) e desafios (riscos) adicionais decorrentes da adoção de prazos mais dilatados para apresentação das garantias são discriminados a seguir. Como prós: (i) redução da utilização dos recursos dos agentes, tendo em vista a ampliação do período de apresentação de garantias de descomissionamento; (ii) redução da sobrecarga maior sobre os agentes de pequeno e médio porte, estimulando a diversificação de agentes na exploração e/ou a produção de campos, o que leva ao incremento da competitividade da indústria; e (iii) redução da sobrecarga das equipes da ANP direta e indiretamente responsáveis pela instrução dos processos referentes à apresentação e avaliação anual das garantias financeiras para descomissionamento. Como riscos: (i) eventual comprometimento da qualidade dos dados apresentados, frente à sua desatualização e/ou obsolescência, que pode impactar a garantia da efetivação do descomissionamento; (ii) possível dificuldade na obtenção de garantias com prazos de vigência mais longos, sendo essencial verificar, nas etapas subsequentes do processo de alteração da periodicidade, se as instituições financeiras possuem condições de emitir garantias com prazos de 42 meses (no caso de apresentação bienal) ou de 54 meses (no caso de apresentação trienal).

13. Para a escolha da melhor alternativa para a solução do problema regulatório identificado, foi aplicada a metodologia de decisão multicritério conhecida como Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process* – AHP), desenvolvida por Thomas Saaty (1991). Foram adotados quatro critérios para a aplicação do método, quais sejam: Critério 1 - Atualidade dos dados ; Critério 2 - Custo financeiro para o agente regulado ; Critério 3 - Custo regulatório ou administrativo para o agente regulado; e Critério 4 - Custo administrativo para o órgão regulador.

14. Os resultados finais indicaram que a Alternativa 3 (revisão trienal) foi a que atingiu prioridade mais alta, com 38,4%, seguida pela Alternativa 2 (revisão bienal), com 31,7%, e pela Alternativa 1 (revisão anual ou status quo), com 29,9%.

15. Dessa forma, o principal resultado dessa Análise de Impacto Regulatória é concluir que a periodicidade atualmente exigida para a atualização das garantias financeiras de descomissionamento pode ser aprimorada, possuindo duas alternativas de mudança, revisão trienal e bienal, com prioridades somadas de aproximadamente 70%.

16. Embora a Alternativa 3 (revisão trienal) tenha obtido a maior pontuação e, por essa razão, tenha sido a opção selecionada, é oportuno registrar que também se pode considerar a adoção da periodicidade prevista na Alternativa 2 (revisão bienal), uma vez que representaria um avanço incremental em relação à periodicidade anual vigente. Cumpre destacar, contudo, a existência de potenciais riscos associados à ampliação da periodicidade de atualização, especialmente no que se refere à capacidade dos agentes financeiros de ofertar garantias compatíveis com prazos de vigência mais longos, exigidos tanto na revisão bienal quanto na trienal. Isso se deve ao fato de que a ampliação do intervalo entre as atualizações demanda, necessariamente, garantias com prazos de vigência mais longos. Nesse contexto, torna-se imprescindível, no âmbito do processo de consulta e audiência pública, avaliar a capacidade do mercado financeiro de se adaptar às novas exigências de vigência dos instrumentos de garantia decorrentes da alteração da periodicidade de atualização.

17. Adicionalmente, faz-se importante avaliar as medidas necessárias para garantir que as condições mínimas de admissibilidade de cada modalidade de garantia, estabelecidas na RANP 854/2021, sejam observadas e mantidas ao longo de todo o período de vigência da garantia. Para mitigar o risco de eventual comprometimento da qualidade dos dados decorrente de sua desatualização ou obsolescência — especialmente no cenário de ampliação da frequência de atualização de anual para bienal ou trienal — recomenda-se a adoção de mecanismos complementares, tais como: (i) gatilhos regulatórios para atualização extraordinária em caso de mudanças materiais; (ii) exigência de declarações à ANP em caso de perda ou rebaixamento de classificação financeira; (iii) auditorias técnicas e certificações independentes periódicas; e (iv) abordagem regulatória baseada em risco, com maior rigor para ativos em fase avançada de vida útil. Essas medidas contribuem para preservar a confiabilidade das estimativas, a suficiência das garantias financeiras e a efetiva cobertura dos custos de descomissionamento. Algumas dessas medidas já encontram-se presentes na atual Resolução ANP nº 854/2021 e devem ser mantidas, como por exemplo o uso de certificações e cotações para o valor do descomissionamento (artigo 16), a obrigatoriedade de comunicação à ANP, que avaliará adequações, caso a nota de classificação da garantidora sobre qualquer alteração em prazo inferior à atualização (§ 5º do artigo 46 e do artigo 57) e na possibilidade de, a qualquer tempo, a ANP determinar a substituição de uma garantia, sempre que a avaliação técnica concluir pela sua ineficiência e sua inadequação no caso concreto (parágrafo único do artigo 65).

18. A próxima etapa do processo regulatório é detalhar no formato de minuta de ato como seria a materialização da alteração de periodicidade e sua repercussão nos artigos da norma vigente, como detalhado no item VIII, em especial considerando a importância do processo de consulta e audiência pública.

19. Por fim, destaca-se que os resultados do processo de análise de impacto regulatório não impedem que se cogitem hipóteses que levem em conta as especificidades de cada contrato. Por exemplo, é possível considerar periodicidades maiores para campos que iniciaram sua produção há pouco tempo e, conseqüentemente, apresentam menor relação entre a produção e os volumes das reservas. É possível também considerar prazos ou condições diferenciadas para algumas modalidades como o fundo de provisionamento, visando incentivo a sua utilização.

III. ESTUDO DO PROBLEMA

III.1. Histórico

20. A Resolução ANP nº 854, de 27 de setembro de 2021, que regulamenta os procedimentos para para apresentação de garantias financeiras e termo que assegurem os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural, foi publicada na Seção 1 do Diário Oficial da União (DOU) nº 185, de 29 de setembro de 2021, após amplo debate empreendido no âmbito do processo administrativo 48610.215088/2019-29.

21. A produção de petróleo e gás natural segue um ciclo evolutivo que compreende em linhas gerais três fases: a exploração, a produção e o descomissionamento. Durante a fase exploratória são realizadas atividades de pesquisa visando à descoberta de acumulações de hidrocarbonetos. No caso de sucesso, ou seja, da descoberta de que sejam economicamente viáveis, passa-se para a fase de produção, cujo início denomina-se etapa de desenvolvimento, quando se realizam os maiores investimentos para que a jazida possa ser colocada em produção. Ao final da vida produtiva do campo, quando os níveis de produção já não são suficientes para sustentar os custos de operação, o campo deve então ser descomissionado conforme obrigação contratual (ANP, 2019).

22. O descomissionamento de instalações é definido no artigo 2º, III, da RANP nº 854/2021 como um conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e ao arrasamento de poços, à remoção das instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos à recuperação ambiental da área. Tais atividades requerem vultosos gastos para serem realizadas e ocorrem ao final da vida produtiva do campo, momento em que o empreendimento já não apresenta retorno financeiro.

23. Embora prevista nos contratos de E&P, a apresentação de garantias financeiras relativas às atividades de descomissionamento de instalações havia se tornado mais premente com a proximidade do fim dos contratos de campos da rodada zero e, especialmente, com a intensificação das cessões de direitos decorrentes dos projetos de desinvestimento da Petrobras, que transfiram os direitos e obrigações de um número expressivo de contratos para empresas de menor porte. Por esse motivo, no âmbito do já citado processo 48610.215088/2019-29, a regulamentação da apresentação das garantias financeiras foi proposta, de forma a trazer previsibilidade e segurança jurídica, preenchendo uma lacuna regulatória outrora existente.

24. Após cerca de quatro anos de vigência da RANP nº 854/2021, percebeu-se a necessidade de revisar a norma, a fim de aperfeiçoar o arcabouço regulatório da Agência.

25. Dessa forma, na Reunião de Diretoria nº 1.160, de 29/05/2025, conforme a Decisão de Diretoria nº 326/2025 (SEI nº 5014137), a Diretoria da ANP decidiu aprovar a Agenda Regulatória (AR) 2025-2026, a qual contemplou a revisão da Resolução ANP nº 854/2021 por meio de três ações regulatórias, a seguir listadas:

25.1. Ação Regulatória 1.4 (ação migrada, anteriormente de nº 1.9 na AR 2022-2024), referente a avaliação da utilização do recurso

advindo da garantia de descomissionamento na atividade de desmantelamento do campo, para tal deverá analisar a execução da garantia financeira do descomissionamento em caso de inadimplência pelo contratado da obrigação frente à União e como o uso do recurso nela aportado pode ser usado para execução da atividade de descomissionamento.

25.2. Ação Regulatória 1.5 (ação migrada, anteriormente de nº 1.34 na AR 2022-2024), referente à necessidade de alteração do modelo de seguro garantia que consta no Anexo III da Resolução ANP nº 854/2021, em virtude da revogação da Circular Susep nº 477/2013 e da publicação da Circular Susep nº 662/2022.

25.3. Ação Regulatória 1.18 (ação nova), referente à avaliação da possibilidade de alteração da periodicidade de atualização das garantias de descomissionamento, ação da qual trata o presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

26. Dessa forma, ainda em maio de 2025, foi instaurado o processo 48610.214137/2025-54, visando à avaliação da norma no que tange à periodicidade de atualização das garantias de descomissionamento.

27. No âmbito do supracitado processo, foram acostadas manifestações de agentes regulados, principalmente de associações, emanadas durante workshops organizados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), em agosto de 2025, e pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás - ABPIP (Comitê de Assuntos Legais e Regulatórios - CALER), em novembro de 2025. Essas manifestações estão destacadas na subseção a seguir.

III.2. Manifestações de Agentes

28. O IBP, no documento "Apresentação Apresentação IBP 2º Workshop Garantias (SEI nº 5318304)", sugere a revisão da periodicidade de entrega das garantias de descomissionamento para que coincida com a vigência mínima exigida de 30 meses ou, pelo menos, a cada 2 anos. De acordo com o IBP, a exigência de entrega anual das garantias de descomissionamento exige processos complexos de cálculo e alta carga administrativa, reduzindo a eficiência operacional tanto da ANP quanto dos Concessionários. O IBP considera o processo especialmente desafiador para o Concessionário que possui múltiplos campos.

29. A Mandacaru, empresa enquadrada como de pequeno porte segundo a Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014, relatou no Workshop ABPIP-CALER que a periodicidade anual para apresentação das garantias representa um desafio operacional e financeiro significativo e demanda a mobilização simultânea das áreas técnica, financeira e jurídica, além de intensas tratativas com as instituições garantidoras. Uma nova periodicidade, em sua visão, representaria uma redução significativa nos custos de transação, especialmente para empresas de menor porte. Defende ainda que "*os instrumentos de garantia financeira disponíveis para esse público são mais limitados e frequentemente mais caros*" e que "*a exigência de revisão anual obriga as companhias a direcionar recursos que poderiam ser aplicados em: novos projetos de investimento, aumento da produção de petróleo e geração de empregos e crescimento do setor*". Para a Mandacaru, "*a ANP também se beneficia com a redução da carga administrativa, podendo concentrar esforços em fiscalização e controle, análises técnicas e desenvolvimento de políticas públicas mais eficazes*" (SEI nº 5481173).

30. A Energizzi, também enquadrada como de pequeno porte, no mesmo Workshop ABPIP-CALER, de 2025, conforme documento SEI nº 5481183, destacou que a periodicidade atual leva as operadoras a refazer todo o processo de contratação e análise de crédito anualmente, gerando custos administrativos e financeiros às empresas, e uma sobrecarga de trabalho sobre a SDP/ANP na análise dos documentos enviados e propôs que se realizasse estudo para definir a periodicidade ideal que otimizaria a mão-de-obra empregada na atualização das garantias e custos envolvidos sem comprometer a segurança regulatória.

31. A ABPIP por sua vez destacou no mencionado evento que uma "*revisão da periodicidade de renovação das garantias — de 12 meses para 24 meses (mínimo) e 36 meses (ideal) — representa uma medida técnica de eficiência regulatória, que preserva o controle da ANP, reduz a sobrecarga administrativa e melhora o ambiente de conformidade do setor*" (SEI nº 5481229). Esse posicionamento está em linha com o ajuste proposto pela ABPIP acerca da ampliação da periodicidade, apontado na Carta ABPIP nº 46/25 (SEI nº 5510799), de 21/11/2025 da seguinte forma: "*estabelecer um prazo mínimo de 24 meses, e ideal de 36 meses, para a vigência e renovação das garantias, alinhado ao horizonte do Modelo de Aporte Progressivo (MAP). Essa medida evita ciclos anuais redundantes e reduz o custo regulatório associado às renovações frequentes*".

III.3. Descrição do Problema Regulatório

32. A ANP, como órgão regulador da indústria do petróleo e gás natural no Brasil, é responsável pela implementação da política nacional para o setor energético de petróleo, gás natural e biocombustíveis, por meio de regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria.

33. Tendo em vista o exposto e considerando a inserção da revisão da periodicidade de apresentação das garantias na Agenda Regulatória da ANP do biênio 2025-2026, identificou-se o seguinte objetivo a ser alcançado ou problema regulatório a ser endereçado:

Problema Regulatório
A periodicidade atualmente exigida para a apresentação e atualização das garantias financeiras de descomissionamento pode não estar adequadamente calibrada ao perfil de risco, à maturidade dos ativos e às condições econômicas dos contratos, gerando custos regulatórios e administrativos potencialmente superiores aos benefícios marginais em termos de mitigação de risco, tanto para os agentes regulados quanto para a própria ANP.
Dessa forma, o Problema regulatório ou objetivo da ação regulatória é revisar a periodicidade para atualização das garantias de descomissionamento a fim de estabelecer um intervalo mais adequado que a periodicidade anual atualmente determinada pela Resolução ANP 854/2021, visando maior eficiência processual.

III.4. Experiência Internacional

III.4.1. Reino Unido

34. No Reino Unido, o descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore, inclusive dutos, na plataforma continental do país (*United Kingdom Continental Shelf - UKCS*) é regido pelo *Petroleum Act* de 1998. A competência para verificar e assegurar que os requerimentos desse ato legal foram atendidos é do *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* (OPRED - Regulador para o Meio Ambiente e

Descomissionamento Offshore de Petróleo). Os proprietários de instalações offshore são obrigados a descomissionar suas infraestruturas ao final da vida econômica de um campo, por meio de um programa de descomissionamento que identifica todos os equipamentos e materiais presentes de forma a adotar soluções para o descomissionamento de cada uma deles (Reino Unido, 2013).

35. Em relação às garantias financeiras, o Reino Unido conta com um guia específico intitulado " *Assessing the Financial Capability of Offshore Oil and Gas Companies to Deliver Decommissioning Obligations*" que define como e quando o governo avalia a capacidade financeira de uma pessoa jurídica de adequadamente atender aos requisitos necessários para o descomissionamento. Nesse documento, o país expressa preocupação no sentido de que um contribuinte não venha a ser onerado ou exposto ao risco do descumprimento das obrigações relativas ao descomissionamento das instalações (Reino Unido, 2019).

36. Os mecanismos empregados no Reino Unido se baseiam em avaliações de risco para análise da saúde financeira da empresa, que envolvem também dados contábeis, cujas informações devem estar permanentemente atualizadas, o que pode ocorrer mais de uma vez por ano ou ainda em frequências ainda maiores, a depender de revisões extraordinárias necessárias quando ocorrem eventos significativos, tais como mudanças societárias ou alterações no plano de descomissionamento.

37. Se dessa análise surgir risco de que a empresa não possa arcar com os custos futuros de descomissionamento, o regulador pode exigir medidas de mitigação ou garantias específicas.

38. O caso britânico, portanto, possui uma distinção da prática brasileira de exigir garantia ou termo para todos os campos, mas se apoia adicionalmente na apresentação de garantias financeiras e aportes financeiros a serem utilizados especificamente para fins de descomissionamento quando necessário.

III.4.2. Noruega

39. Na Noruega, o processo de descomissionamento das instalações se inicia tão logo elas não são mais utilizadas. Os detentores de licença de produção devem providenciar uma descrição detalhada de todo esse processo por meio de um plano de descomissionamento, o qual é submetido ao Ministério de Energia dois ou cinco anos antes da expiração da licença ou, alternativamente, quando o uso da instalação é interrompido. Tal plano de descomissionamento é constituído de duas partes principais, uma relativa à destinação e outra relativa à avaliação dos impactos. A parte referente à destinação cobre aspectos técnicos e financeiros do projeto de descomissionamento. Já a parte que trata dos impactos apresenta uma avaliação das consequências da destinação das instalações para o meio ambiente e para a sociedade (Norsk, 2026).

40. O término das atividades relativas à indústria do petróleo e a desativação e destinação de instalações são regidos pela Lei do Petróleo e Regulações do Petróleo norueguesas, elaboradas em conformidade com acordos e regulamentações internacionais, tais como a Convenção Oslo-Paris (*Oslo-Paris Convention* - OSPAR). Instalações de petróleo devem ser descomissionadas e só podem ser deixadas no meio ambiente em cenários considerados altamente extraordinários. A *OSPAR Convention* não contempla dutos e a destinação dessa categoria de instalações é determinada caso a caso, após uma ampla avaliação, na qual os custos são analisados em relação aos benefícios auferidos para a segurança, o meio ambiente e atividades econômicas importantes, tais como a pesca.

41. Embora não exista uma obrigação geral legal de garantia financeira desde o início, o governo norueguês pode exigir instrumentos de segurança (garantia) em situações específicas, especialmente em transferências de participação/mudanças de operador ou de risco.

42. Quando uma empresa vende ou transfere sua participação em uma licença de produção, o Ministério pode exigir que o novo operador forneça uma garantia — normalmente uma carta de crédito ou garantia da matriz — para assegurar que as obrigações de descomissionamento sejam cumpridas.

43. Não foram identificadas, para o caso norueguês, informações relativas à apresentação de garantias, periodicidades de apresentação dessas garantias ou procedimentos de avaliação de riscos de insolvência durante uma etapa de descomissionamento.

III.4.3. Estados Unidos da América (EUA)

44. Em 2024, o Departamento do Interior norte-americano (DOI) anunciou novas regras, emanadas do Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), relativas ao descomissionamento de instalações na plataforma continental dos Estados Unidos (U.S. Outer Continental Shelf - OCS). O objetivo maior dessa nova regulamentação consiste em proteger o contribuinte da necessidade de cobrir custos de descomissionamento que deveriam ser suportados pelos operadores de plataformas de produção. Assim como no caso britânico, os Estados Unidos se baseiam em avaliações de riscos financeiros para garantir que as empresas cumpram com suas obrigações relativas à destinação adequada de ativos não mais utilizados. O documento e o novo regramento (*Risk Management and Financial Assurance for OCS Lease and Grant Obligations rule*) têm como objetivo reduzir os riscos financeiros associados e incrementar substancialmente o nível das garantias financeiras que os operadores devem providenciar (EUA, 2024).

45. Dentre as novidades inseridas, destacam-se: (i) a avaliação da saúde financeira da empresa e (ii) a determinação de um valor de reserva

46. Em relação à avaliação da saúde financeira da empresa, são levados em conta fatores para determinar a robustez da companhia por meio de classificação de crédito providenciada por organização nacionalmente reconhecida.

47. Em relação ao valor da reserva, o BOEM compara o valor das reservas provadas de petróleo e gás da concessão com os custos necessários para cumprir com as obrigações de descomissionamento. Caso ocorra uma falência, a concessão é adquirida por outro operador que assumirá as responsabilidades de descomissionamento e abandono.

48. Esses dispositivos estão especialmente descritos na *Subpart I - Financial Assurance* do *Code of Federal Regulations* (CFR) dos Estados Unidos, Part 556, que trata das garantias financeiras. De acordo com o § 556.901, é necessário providenciar aportes financeiros antes de iniciar as atividades de exploração para cumprimento de todos os termos e condições necessários. Se o valor da garantia cair por algum motivo (por exemplo, inadimplência), o arrendatário deve repô-la dentro de seis meses ou em prazo inferior, definido pelo regulador. É possível utilizar instrumentos financeiros, tais como títulos do Tesouro. No entanto, nesse caso, o operador deve monitorar regularmente o valor de mercado desses instrumentos e, caso ocorra queda para patamares abaixo do valor exigido, o déficit deverá ser coberto (EUA, 2024a).

49. No Brasil, a Resolução ANP nº 854, de 2021, conta com dispositivo que também leva em consideração a nota de classificação da garantidora. **O § 5º do art. 46 determina que caso a nota de classificação da garantidora sofra qualquer alteração em prazo inferior a um ano, a garantida deverá comunicar à ANP, que avaliará a necessidade de adequações.** A Resolução ANP nº 854/2021 também compara as reservas do campo aos custos de descomissionamento para aceitação da garantia corporativa e do termo para assegurar o descomissionamento.

III.5. Identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema

50. A atualização da Resolução ANP nº 854/2021 impacta diretamente diversos agentes envolvidos nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como atores institucionais e a sociedade em geral. Os principais grupos afetados são:

- **Empresas Concessionárias e Operadoras de Petróleo e Gás Natural**

São diretamente responsáveis pelo cumprimento das regras para apresentação das garantias de descomissionamento. Poderão ser afetadas

pela necessidade de:

1. reavaliar e readequar suas rotinas caso efetivamente ocorra modificação na periodicidade anual da apresentação das garantias;
2. planejar e reavaliar contratações e ações necessárias à apresentação das garantias em nova periodicidade.

• **Pessoas Jurídicas garantidoras**

Pessoas jurídicas que asseguram os recursos financeiros para o cumprimento das obrigações relativas às atividades de descomissionamento assumidas pela garantida, consoante definição constante do art. 2º, VIII, RANP nº 854/2021.

• **ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

A Agência é diretamente afetada, pois:

1. precisará reavaliar e readequar suas rotinas caso efetivamente ocorra modificação na periodicidade anual da apresentação das garantias;
2. precisará revisar instrumentos regulatórios e procedimentos internos;
3. deverá reavaliar atividades de fiscalização, monitoramento e avaliação;
4. enfrentará, como em qualquer caso que envolve modificação de regulamento, desafios operacionais e de capacitação técnica para implementação de novas diretrizes ou regras.

• **PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A.**

Afetada no âmbito da gestão dos contratos de partilha de produção.

• **Outros Órgãos Públicos e Instituições de Governo**

Inclui MME, MMA, IBAMA, órgãos ambientais e demais entidades envolvidas em políticas energéticas e ambientais cujas atribuições direta ou indiretamente têm relação com o descomissionamento de instalações produtoras.

• **Sociedade em Geral (consumidores e cidadãos)**

A garantia do descomissionamento impacta a sociedade em geral, tanto por seus efeitos ambientais (por exemplo, a correta destinação dos ativos de produção não mais em uso) quanto por seus efeitos econômicos (advindos, especialmente, dos recursos — capital e humano — necessários à efetivação do descomissionamento).

51. Vale destacar que o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, indica como necessário que o relatório de AIR contemple impactos sobre microempresas e empresas de pequeno porte (inciso VII-A, art. 6º). Microempresas e empresas de pequeno porte são categorias definidas na Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006. De acordo com seu art. 3º, inciso I, consideram-se microempresas aquelas que auferem, em cada ano-calendário, receita bruta igual ou inferior a R\$ 360 mil. Empresas de pequeno porte, por sua vez, são aquelas em que o valor da receita bruta é superior a R\$ 360 mil e igual ou inferior a R\$ 4,8 milhões (inciso II do art. 3º da Lei Complementar nº 123, de 2006).

52. No setor de petróleo e gás, um agente econômico é classificado como de pequeno ou médio porte de acordo com sua produção diária de hidrocarbonetos. Nos termos da Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014, empresas de pequeno e médio porte são aquelas cuja produção média anualizada seja, respectivamente, inferior a 1.000 (mil) e 10.000 (dez mil) barris de óleo equivalente (boe) por dia de petróleo ou gás natural, no Brasil ou no exterior (ANP, 2023). Tais quantidades equivaleriam, respectivamente, a cerca de 160.000 m³/dia (mil boe) e 1.600.000 m³/dia (dez mil boe) de gás natural (m³ padrão a 40 °C) (Equinor, 2026).

53. O impacto nas empresas de menor porte foi especificamente abordado nas manifestações dos agentes, destacadas na Subseção III. - "Manifestação de Agentes". Conforme manifestação emanada pela Mandacaru, por exemplo, uma nova periodicidade, em sua visão, representaria redução significativa nos custos de transação, especialmente para empresas de menor porte. Além disso, a empresa defendeu que "os instrumentos de garantia financeira disponíveis para esse público são mais limitados e frequentemente mais caros".

54. De acordo com os dados constantes do Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural e com a relação de empresas de pequeno e médio porte (EPMs, disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-de-e-p>, acesso em 08 jan. 2026), tem-se que 56% dos operadores se caracterizam como de pequeno porte e 17% como de médio porte (Figura 1).

55. Portanto, é relevante que a avaliação da periodicidade de apresentação das garantias considere essa peculiaridade do setor brasileiro de hidrocarbonetos.

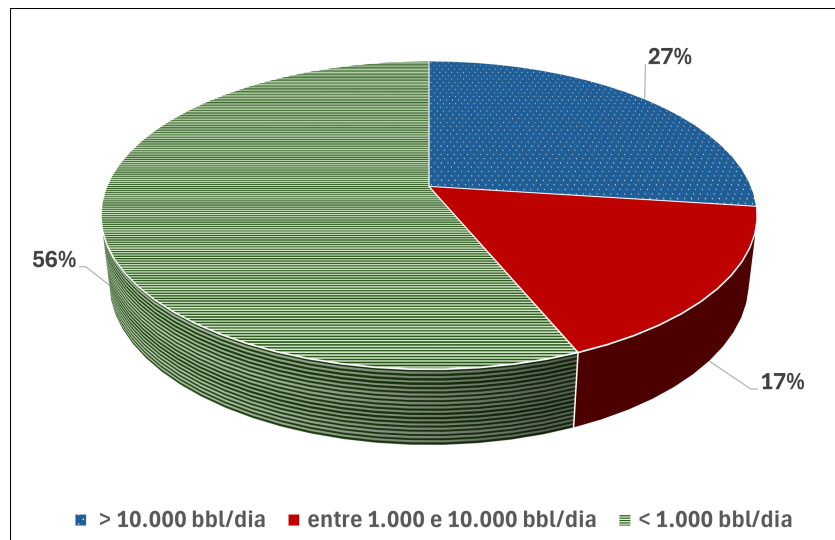


Figura 1. Percentual de operadores que se enquadram como de pequeno (< 1.000 bbl/dia) e médio porte (entre 1.000 e 10.000 bbl/dia), nos termos da Resolução ANP nº 32, de 2014.

IV. IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL E INFRALEGAL

56. Como previsto nos incisos I e IV do artigo 8º da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997 ("Lei do Petróleo"), a ANP, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis do Brasil, é responsável pela implementação da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, bem como é responsável por elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua execução, conforme destacado abaixo.

Lei nº 9.478, de 1997

"Art. 8º 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, cabendo-lhe:

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

(...)

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;

57. Além disso, o art. 43 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aponta como cláusula essencial de um contrato de concessão a especificação de regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações:

Lei nº 9.478, de 1997

"Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

(...)

VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;"

58. O descomissionamento das instalações e o aporte das garantias para sua efetivação são matéria da RANP nº 854, de 2021. Assim, tendo em vista esse regulamento e a sua aderência legal, é inequívoca a legalidade da iniciativa de revisão da norma em comento.

59. O Decreto nº 10.411/2020 regulamenta a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019.

60. A Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) é a unidade da ANP responsável por propor a regulamentação e executar a fiscalização das atividades relativas à fase de produção dos contratos de concessão, cessão onerosa e de partilha da produção, sendo, portanto, a unidade à qual cabe conduzir a revisão da Resolução ANP nº 854/2021.

61. Sobre potenciais conflitos e sobreposições de competência, a revisão da Resolução ANP nº 854/2021, no que tange à avaliação da periodicidade de apresentação das garantias, consiste em proposta de natureza predominantemente técnica e administrativa, sem previsão de conflitos significativos, dada a delimitação clara das competências da ANP nos marcos legais existentes.

V. DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS

62. É importante que a revisão da Resolução ANP nº 854/2021, no que tange especificamente à alteração da periodicidade de apresentação de garantias, produza os seguintes resultados, que representariam significativa otimização processual:

a) Conservação da qualidade das garantias apresentadas, contribuindo para que os descomissionamentos sejam efetivados.

Espera-se que uma nova periodicidade não comprometa a qualidade das informações, de modo que o valor garantido continue a assegurar o efetivo descomissionamento das instalações.

b) Redução do esforço necessário para apresentação das garantias por parte dos agentes regulados.

A atualização normativa deverá ser capaz de não onerar de forma significativa os agentes, em especial aqueles de menor porte.

c) Redução do custo administrativo para a ANP.

Espera-se que uma nova periodicidade seja capaz de assegurar utilização mais racional e eficiente dos recursos da ANP, especialmente aqueles da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP/ANP).

VI. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

63. Vale destacar que já foram organizados workshops que contaram com a participação da ANP, conforme destacado na Subseção III.2 do presente documento. Não obstante, a construção da proposta regulatória contará também com o processo de participação social previsto no âmbito da ANP, garantindo transparência, legitimidade e qualidade técnica à revisão da Resolução ANP nº 854/2021. Assim, será realizada a Consulta Pública da Minuta de Resolução, seguida de Audiência Pública, de forma a possibilitar que agentes regulados, entidades representativas, instituições governamentais, especialistas e demais interessados contribuam com sugestões e comentários.

64. A participação social permitirá identificar eventuais desafios operacionais na implementação das novas diretrizes e captar contribuições que ajudem na definição de uma periodicidade de atualização mais aderente à dinâmica atual do mercado. As contribuições recebidas serão analisadas individualmente, com vistas a seu aproveitamento na minuta de resolução que será encaminhada à deliberação da Diretoria Colegiada.

VII. IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

65. A partir da definição do problema regulatório, foram identificadas as seguintes alternativas regulatórias:

a) Alternativa 1 – Apresentação Anual das Garantias de Descomissionamento (status quo): Consiste no status quo, ou seja, manter a Resolução ANP nº 854/2021 sem modificações, preservando a atualização anual do valor a ser garantido (periodicidade anual atualmente vigente).

b) Alternativa 2 – Apresentação Bial das Garantias de Descomissionamento: Consiste em revisar a Resolução ANP nº 854/2021 para alterar a periodicidade atualmente vigente, de forma que a atualização das garantias de descomissionamento passasse a ocorrer a cada dois anos (bial).

c) Alternativa 3 – Apresentação Trienal das Garantias de Descomissionamento: Consiste em revisar a Resolução ANP nº 854/2021 para alterar a periodicidade atualmente vigente, de forma que a atualização das garantias de descomissionamento passasse a ocorrer a cada três

VIII. EXPOSIÇÃO DOS POSSÍVEIS IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

66. A fim de subsidiar a análise dos possíveis impactos das alternativas identificadas, foi realizado um exercício a partir de um exemplo hipotético que levou em conta a influência da alteração dos prazos de apresentação das garantias financeiras.

VIII.1. Impactos da Alteração da Periodicidade de Apresentação de Garantias - Exemplo hipotético

67. Conforme já mencionado, a Resolução ANP nº 854/2021 regulamenta os procedimentos para a apresentação de garantia financeira ou de termo que assegurem os recursos financeiros para o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural.

68. De acordo com o art. 3º do normativo, as garantias financeiras ou termos devem ser apresentados, já constituídos, em até cento e oitenta dias a partir da data de início da produção do campo.

69. Após a primeira apresentação, em atendimento ao artigo 8º, os valores garantidos devem ser atualizados anualmente, com base no Modelo de Aporte Progressivo (MAP), especificado no Anexo I da RANP nº 854/2021, que utiliza os valores das reservas e o custo total de descomissionamento vigentes em 31 de março do ano de elaboração do MAP.

70. Os valores atualizados, então, devem ser entregues à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) até 30 de junho de cada ano, conforme previsto no artigo 11, ou seja, a periodicidade de atualização da garantia financeira ou do termo é anual.

71. Ainda que a garantia financeira ou termo tenham periodicidade de atualização anual, conforme os artigos 31, 36, 42, 46 (parágrafo 8º) e 57 (parágrafo 6º), tais instrumentos de garantia devem ter vigência mínima de 30 meses, isto é, 18 meses a mais do que o período regulamentar de atualização. A necessidade de que o prazo de validade (30 meses) seja superior à periodicidade de atualização (12 meses) foi identificada na análise de risco elaborada pela Superintendência de Gestão Estratégica (SGE), em conjunto com a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP). Na oportunidade, verificou-se que um dos principais riscos na gestão das garantias de descomissionamento é que o intervalo de tempo demandado para análise da atualização das garantias pode acarretar a perda do valor assegurado, tendo tal decisão sido externalizada no Parecer nº 35/2021/SDP (SEI nº 1397501).

72. Além disso, uma consequência da atualização anual das garantias, conforme explicita o parágrafo único do artigo 24, é que o valor total a ser garantido deve estar assegurado dois anos antes do término do contrato ou das reservas 2P, o que ocorrer primeiro.

73. Assim sendo, de forma a avaliar alguns impactos decorrentes da adoção de periodicidades alternativas, considerou-se um exemplo hipotético de um campo (i) que iniciou sua produção em 2026, isto é, até o final do ano de 2025 não produziu nenhum barril de óleo equivalente (boe) (em uma situação real, esse dado estaria disponível no Boletim Mensal da Produção - BMP); (ii) que, conforme o Boletim Anual de Recursos e Reservas - BAR, tem a expectativa de produzir 10 MM boe anualmente, de 2026 a 2053; (iii) que, segundo o último Plano Anual de Trabalho - PAT aprovado tenha um custo de descomissionamento de R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais); e (iv) que tenha o contrato de produção vigente até 2053.

74. Para esse exemplo, foram calculadas as garantias que deveriam ser apresentadas em 2026 de acordo com a periodicidade atinente a cada uma das alternativas regulatórias formuladas, quais sejam: **Alternativa 1 – Apresentação Anual das Garantias de Descomissionamento (status quo)**, **Alternativa 2 – Apresentação Bial das Garantias de Descomissionamento** e **Alternativa 3 – Apresentação Trienal das Garantias de Descomissionamento**.

VIII.1.1. Alternativa 1 – Apresentação Anual das Garantias de Descomissionamento (status quo) - Exemplo hipotético

75. Para a realização dos cálculos, utilizou-se a seguinte fórmula, baseada nos artigos 24 e 26, bem como no Anexo da Resolução ANP nº 854/2021:

$$V_{gd} = \{ [P / (P + R_{2P})] * C_e \} / (1,1)^{(T_{tc} - 2)}$$

76. Na equação acima, tem-se que:

76.1. V_{gd} corresponde ao valor a ser garantido anualmente. No caso do exemplo hipotético, esse ano seria 2026.

76.2. P corresponde ao valor da produção acumulada do campo desde o início da produção até o momento do cálculo. Em termos práticos, soma-se a produção realizada até o ano anterior ao do cálculo (dado proveniente do Boletim Mensal de Produção), isto é, o ano até o ano de 2025, à produção a ser realizada no ano do cálculo (dado proveniente do Boletim Anual de Reservas), ou seja, a produção esperada para 2026;

76.3. R_{2P} é o valor das reservas provadas e prováveis (2P) do campo no momento do cálculo, limitado a 2 anos antes do seu término ou do término do contrato. Novamente, em termos práticos, somam-se as reservas anualizadas (dado proveniente do Boletim Anual de Reservas) a partir do ano seguinte ao do cálculo (a partir de 2027), até 2 anos do término das reservas ou do término do contrato (até 2032);

76.4. C_e é o valor total do custo do descomissionamento das instalações a ser garantido (dado proveniente do Plano Anual de Trabalho (aprovado) mais recente disponível em 31 de março do ano do cálculo).

76.5. T_{tc} corresponde ao tempo contado desde o momento do cálculo até o término do contrato ou até a data prevista de término da produção, o que ocorrer primeiro. No exemplo, esse prazo seria de 2026 a 2053, visto que a produção se encerra em 2053. O valor do T_{tc} deve ser igual a 2 quando o tempo até o término do contrato ou da produção (Reserva 2P) for menor que 2.

77. Com base nessa equação, teríamos o seguinte valor a ser garantido em 2026 no caso da periodicidade anual (Alternativa 1 – Apresentação Anual das Garantias de Descomissionamento (status quo)):

$$V_{gd} = \{ [P / (P + R_{2P})] * C_e \} / (1,1)^{(T_{tc} - 2)}$$

$$V_{gd} = \{ [10 / (10 + 250)] * 1.000.000,00 \} / (1,1)^{(2053 - 2026 - 2)}$$

$$V_{gd} = \{ [10/2600] * 1.000.000,00 \} / (1,1)^{25}$$

$$V_{gd} = \{ 0,03846154 * 1.000.000,00 \} / 10,834$$

$$V_{gd} = \{ 38.461,54 \} / 10,834$$

$$V_{gd} = 3.549,85$$

78. Verifica-se, portanto, que, no caso da Alternativa 1 (anual ou status quo), em 2026, o operador do campo do exemplo hipotético deveria apresentar uma garantia de R\$ 3.549,85 (três mil quinhentos e quarenta e nove reais e oitenta e cinco centavos) até 30 de junho de 2026, com vigência de, no mínimo, 30 meses. Essa garantia, entretanto, deveria ser atualizada até 30 de junho de 2027.

79. A figura a seguir apresenta os valores anuais a serem garantidos até o término da vigência do contrato hipotético.



Figura 2 - Valores a serem garantidos na hipótese de manutenção da apresentação anual de garantias

VIII.1.2. Alternativa 2 – Apresentação Bial de Garantias de Descomissionamento - Exemplo hipotético

80. Considerando a Alternativa 2 (bial), o artigo 8º da RANP 854/2021 precisaria ser alterado para constar que os instrumentos de garantia devem ser atualizados a cada dois anos, com base no Modelo de Aporte Progressivo (MAP), utilizando os valores das reservas e o custo total de descomissionamento vigentes em 31 de março do ano de elaboração do MAP. Adicionalmente, o artigo 11 deveria ser atualizado para informar que os valores atualizados devem ser entregues à ANP até 30 de junho, a cada dois anos.

81. Como consequência, os artigos 31, 36, 42, 46 (parágrafo 8º) e 57 (parágrafo 6º) seriam atualizados, determinando que os instrumentos de garantia devem ter vigência mínima de 42 meses, isto é, 18 meses a mais do que o período regulamentar de atualização (que passa a ser de 24 meses, isto é, dois anos). Além disso, o valor total a ser garantido deve estar assegurado três anos antes do término do contrato ou das reservas 2P, o que ocorrer primeiro, em decorrência da alteração do artigo 24.

82. Nessa hipótese, a fórmula do MAP seria alterada da seguinte forma:

$$V_{gd} = \{ [P / (P + R_{2P})] * C_e \} / (1,1)^{(T_{tc} - 3)}$$

83. Na equação acima, tem-se que:

84. V_{gd} seria o valor a ser garantido bialmente. No caso do exemplo hipotético, esse ano seria 2026, e o próximo cálculo seria realizado em 2028.

85. P seria o valor da produção acumulada do campo desde o início da produção até o ano anterior ao próximo MAP calculado. Em termos práticos, soma-se a produção realizada até o ano anterior ao do cálculo (dado proveniente do Boletim Mensal de Produção), isto é, o ano de 2025, à produção a ser realizada no ano do cálculo e no ano seguinte (dado proveniente do Boletim Anual de Reservas), ou seja, a produção esperada para 2026 e 2027.

86. R_{2P} corresponderia ao valor das reservas provadas e prováveis (2P) do campo no momento do cálculo, limitado a 3 anos antes do seu término ou do término do contrato. Novamente, em termos práticos, somam-se as reservas anualizadas (dado proveniente do Boletim Anual de Reservas) a partir de dois anos em relação ao ano do cálculo, até 3 anos do término das reservas ou do término do contrato; assim, seriam consideradas as reservas de 2028 e 2050.

87. C_e corresponderia ao valor total do custo do descomissionamento das instalações a ser garantido (dado proveniente do Plano Anual de Trabalho (aprovado) mais recente disponível em 31 de março do ano do cálculo).

88. T_{tc} seria o tempo contado desde o momento do cálculo até o término do contrato ou até a data prevista de término da produção, o que ocorrer primeiro. No exemplo, esse prazo seria de 2026 a 2053, visto que a produção se encerra em 2053. O valor do T_{tc} deve ser igual a 3 quando o tempo até o término do contrato ou da produção (Reserva 2P) for menor que 3.

89. No caso da periodicidade bial (Alternativa 2), aplicando a relação da equação acima ao exemplo hipotético, teríamos:

$$V_{gd} = \{ [P / (P + R_{2P})] * C_e \} / (1,1)^{(T_{tc} - 3)}$$

$$V_{gd} = \{ [20 / (20 + 230)] * 1.000.000,00 \} / (1,1)^{(2053 - 2026 - 3)}$$

$$V_{gd} = \{ [20/250] * 1.000.000,00 \} / (1,1)^{24}$$

$$V_{gd} = \{ 0,08 * 1.000.000,00 \} / 9,489733$$

$$V_{gd} = \{ 80.000,00 \} / 9,489733$$

$$V_{gd} = 8.112,05$$

90. Verifica-se, portanto, que, no caso da Alternativa 2 (bial), em 2026, o operador do campo do exemplo hipotético deveria apresentar uma garantia de R\$ 8.112,05 (oito mil cento e doze reais e cinco centavos) até 30 de junho de 2026, com vigência de, no mínimo, 42 meses. Essa garantia deveria ser atualizada a cada dois anos, com a próxima apresentação prevista para até 30 de junho de 2028.

91. A figura a seguir apresenta os valores a serem garantidos, bialmente, até o término da vigência do contrato hipotético.



Figura 3 - Valores a serem garantidos na hipótese de apresentação bienal de garantias

VIII.1.3. Alternativa 3 – Apresentação trienal das Garantias de Descomissionamento - Exemplo hipotético

92. Finalmente, considerando a Alternativa 3 (trianual), o artigo 8º da RANP 854/2021 seria alterado para constar que os instrumentos de garantia apresentados devem ser atualizados a cada três anos, com base no Modelo de Aporte Progressivo (MAP), utilizando os valores das reservas e o custo total de descomissionamento vigentes em 31 de março do ano de elaboração do MAP. Adicionalmente, o artigo 11 seria atualizado para informar que os valores atualizados devem ser entregues à ANP até 30 de junho, a cada três anos

93. Como consequência, os artigos 31, 36, 42, 46 (parágrafo 8º) e 57 (parágrafo 6º) seriam atualizados, determinando que os instrumentos de garantia devem ter vigência mínima de 54 meses, isto é, 18 meses a mais do que o período regulamentar de atualização (que passa a ser de 36 meses, ou seja, três anos). Além disso, o valor total a ser garantido deve estar assegurado quatro anos antes do término do contrato ou das reservas 2P, o que ocorrer primeiro, em decorrência da alteração do art. 24.

94. Nessa hipótese, a fórmula do MAP seria alterada da seguinte forma:

$$V_{gd} = \{ [P / (P + R_{2P})] * C_e \} / (1,1)^{(T_{tc} - 4)}$$

95. Na equação acima, tem-se que:

95.1. V_{gd} seria o valor a ser garantido trienalmente. No caso do exemplo hipotético, esse ano seria 2026 e o próximo cálculo seria realizado em 2029.

95.2. P corresponderia ao valor da produção acumulada do campo desde o início da produção até o ano anterior ao próximo MAP calculado. Em termos práticos, soma-se a produção realizada até o ano anterior ao do cálculo (dado proveniente do Boletim Mensal de Produção), isto é, o ano de 2025, à produção a ser realizada no ano do cálculo e nos dois anos seguintes (dado proveniente do Boletim Anual de Reservas), em outras palavras, à produção esperada para os anos de 2026, 2027 e 2028.

95.3. R_{2P} seria o valor das reservas provadas e prováveis (2P) do campo no momento do cálculo, limitado a 4 anos antes do seu término ou do término do contrato. Novamente, em termos práticos, somam-se as reservas atualizadas (dado proveniente do Boletim Anual de Reservas) a partir de três anos em relação ao ano do cálculo, até 4 anos do término das reservas ou do término do contrato; assim, seriam consideradas as reservas de 2029 a 2049.

95.4. C_e corresponderia ao valor total do custo do descomissionamento das instalações a ser garantido (dado proveniente do Plano Anual de Trabalho (aprovado) mais recente disponível em 31 de março do ano do cálculo).

95.5. T_{tc} seria o tempo contado desde o momento do cálculo até o término do contrato ou até a data prevista de término da produção, o que ocorrer primeiro. No exemplo, esse prazo seria de 2026 a 2053, visto que a produção se encerra em 2053. O valor do T_{tc} deve ser igual a 4 quando o tempo até o término do contrato ou da produção (Reserva 2P) for menor que 4.

96. No caso da periodicidade trienal (Alternativa 3), aplicando relação da equação acima ao exemplo hipotético, teríamos:

$$V_{gd} = \{ [P / (P + R_{2P})] * C_e \} / (1,1)^{(T_{tc} - 4)}$$

$$V_{gd} = \{ [30 / (30 + 210)] * 1.000.000,00 \} / (1,1)^{(2053 - 2026 - 4)}$$

$$V_{gd} = \{ [30/240] * 1.000.000,00 \} / (1,1)^{23}$$

$$V_{gd} = \{ 0,125 * 1.000.000,00 \} / 8,954302$$

$$V_{gd} = \{ 125.000,00 \} / 8,954302$$

$$V_{gd} = 13.959,77$$

97. Verifica-se, portanto, que, no caso da Alternativa 3 (trianal), em 2026, o operador do campo hipotético deveria apresentar uma garantia de R\$ 13.959,77 (treze mil novecentos e cinquenta e nove reais e setenta e sete centavos) até 30 de junho de 2026, com vigência de, no mínimo, 54 meses. Essa garantia deveria ser atualizada a cada três anos, com a próxima apresentação prevista para até 30 de junho de 2029.

98. A figura a seguir apresenta os valores a serem garantidos trienalmente até o término da vigência do contrato hipotético.

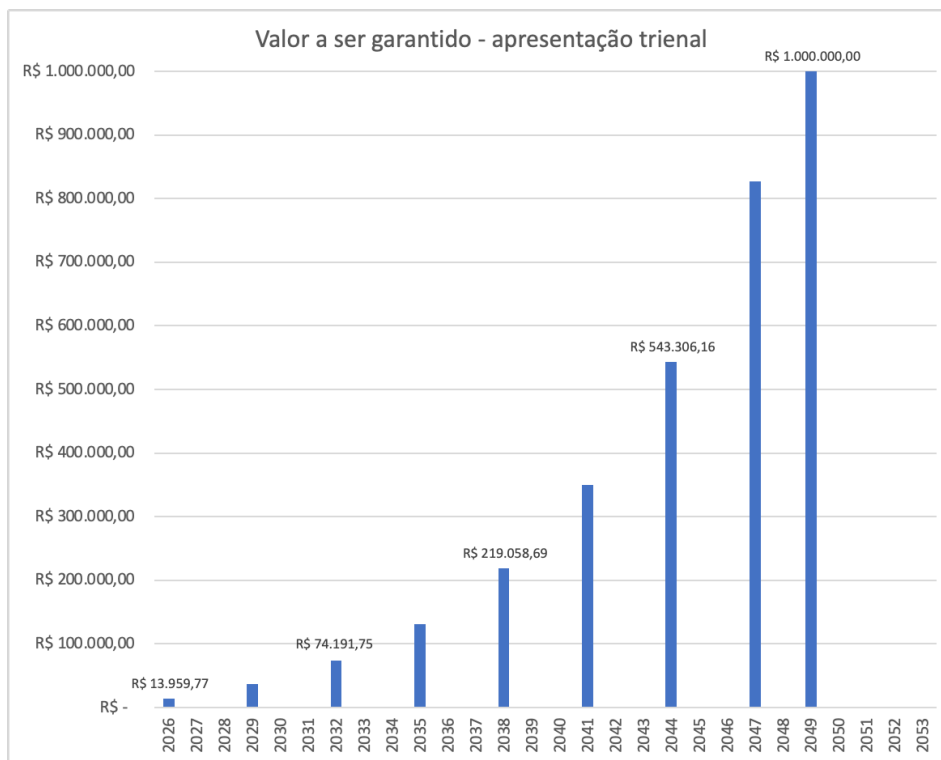


Figura 4 - Valores a serem garantidos na hipótese de apresentação trienal de garantias

99. Consta-se, portanto, a partir das estimativas apresentadas para as alternativas analisadas, que a ampliação do prazo de apresentação das garantias financeiras: (i) eleva o valor a ser garantido; (ii) estende o prazo de vigência das garantias; e (iii) tende a aumentar o valor do prêmio, em razão tanto do maior montante garantido quanto da maior duração das garantias.

VIII.2 Prós e Riscos das Alternativas Identificadas

100. Dessa forma, tendo em vista o exercício realizado, acima descrito, bem como uma avaliação mais ampla de vantagens e desvantagens das opções regulatórias consideradas, identificam-se os seguintes prós e riscos para cada alternativa:

Alternativa 1 – Apresentação Anual das Garantias de Descomissionamento (status quo)

Prós:

- Economia regulatória, uma vez que a norma atual é relativamente recente e já consolidada.
- Evita custos imediatos de adaptação para regulados e regulador.
- Mantém estabilidade normativa.

Riscos:

- Não avaliar novas condições para o funcionamento da norma, especialmente a modificação da periodicidade da apresentação de garantias.
- Não sanar o eventual desperdício de recursos dos agentes decorrente da obrigatoriedade de apresentação anual das garantias.
- Possível sobrecarga dos agentes de pequeno e médio porte, desestimulando a diversificação de agentes na exploração e/ou na produção de campos, reduzindo a competitividade da indústria.
- Sobrecarga das equipes da ANP, direta e indiretamente responsáveis pela instrução dos processos referentes à apresentação e à avaliação anual das garantias financeiras para descomissionamento.

Alternativa 2 – Apresentação Bial das Garantias de Descomissionamento

Prós:

- Redução da utilização dos recursos dos agentes, tendo em vista a ampliação do período de apresentação de garantias de descomissionamento.
- Redução da sobrecarga maior sobre os agentes de pequeno e médio porte, estimulando a diversificação de agentes na exploração e/ou na produção de campos, o que leva ao incremento da competitividade da indústria.
- Redução da sobrecarga das equipes da ANP direta e indiretamente responsáveis pela instrução dos processos referentes à apresentação e à avaliação anual das garantias financeiras para descomissionamento.

Riscos:

- Eventual comprometimento da qualidade dos dados apresentados, frente à sua desatualização e/ou obsolescência, que pode impactar a efetividade da política de garantias de descomissionamento.
- Aumento do valor a ser garantido e do prazo de vigência das garantias, o que pode levar a um aumento do valor do prêmio pago pelos agentes econômicos.

- Eventual dificuldade na obtenção de garantias financeiras (especialmente de seguro garantia, a modalidade financeira mais utilizada), com vigência mínima de 42 meses.

Alternativa 3 – Apresentação Trienal das Garantias de Descomissionamento

Prós:

- Redução, ainda mais intensa em comparação à "Alternativa 2", da utilização dos recursos dos agentes, tendo em vista a ampliação do período de apresentação de garantias de descomissionamento.
- Redução, ainda mais intensa em comparação à "Alternativa 2", da sobrecarga maior sobre os agentes de pequeno e médio porte, estimulando a diversificação de agentes na exploração e/ou na produção de campos, o que leva ao incremento da competitividade da indústria.
- Redução, ainda mais intensa em comparação à "Alternativa 2", da sobrecarga das equipes da ANP direta e indiretamente responsáveis pela instrução dos processos referentes à apresentação e à avaliação anual das garantias financeiras para descomissionamento.

Riscos:

- Eventual comprometimento da qualidade dos dados apresentados, frente à sua desatualização e/ou obsolescência, ainda mais intensos em comparação à "Alternativa 2", que pode impactar a efetividade da política de garantias de descomissionamento.
- Aumento, de forma mais intensa do que a verificada para a "Alternativa 2", do valor a ser garantido e do prazo de vigência das garantias, o que poderia levar a um aumento ainda maior do valor do prêmio.
- Eventual dificuldade de obtenção de garantias com a vigência mínima de 54 meses, conforme apontado na alternativa 2. Em especial, na obtenção de seguro garantia.
- Uma frequência menor de atualização pode não significar uma redução dos recursos da ANP, caso no período ocorram cessões de direitos, alterações societárias, rebaixamentos de notas de classificação e outros eventos, como a proximidade do fim do contrato, que ensejem uma apresentação de garantia com prazo diverso do programado no ciclo trienal.

IX. METODOLOGIA

101. A necessidade de realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) é estabelecida tanto na Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, a "Lei das Agências", como na Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, a "Lei de Liberdade Econômica", respectivamente nos artigos 6º e 5º desses instrumentos legais.

102. Para fins da AIR de que trata o presente caso concreto, foi adotada a análise multicritério (inciso I do art. 7º do Decreto nº 10.411/2020), considerada adequada por permitir comparações consistentes entre critérios e alternativas levadas em conta para solução do problema regulatório identificado.

103. A análise multicritério adotada foi a metodologia de decisão multicritério conhecida como Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process – AHP*), desenvolvida por Thomas Saaty (1991), que se baseia em medições relativas, para fins de avaliação da priorização de critérios e alternativas que levarão à resolução de um determinado objetivo.

104. Para a aplicação da metodologia, primeiramente é definido o objetivo a ser alcançado. Como a metodologia prevê a solução hierarquizada de problemas, em seguida são estabelecidos os critérios necessários para a solução do problema regulatório, os quais são priorizados a partir do julgamento entre os critérios, tomando-se como referência a escala de importância fundamental de Saaty, reproduzida na tabela abaixo.

Tabela 1 - Comparações das relevâncias entre critérios ou alternativas do AHP

Valor da importância	Valor	Recíproca*	Explicação
Igual (indiferente)	1	1	Os dois critérios ou alternativas contribuem igualmente para o objetivo.
Valor intermediário	2	1/2	Valor intermediário entre importância igual e moderada.
Moderada	3	1/3	A experiência e/ou o julgamento favorecem moderadamente um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	4	1/4	Valor intermediário entre importância moderada e importância maior.
Mais importante	5	1/5	A experiência e/ou o julgamento favorecem mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	6	1/6	Valor intermediário entre importância maior e importância muito maior.
Muito mais importante	7	1/7	A experiência e/ou o julgamento favorecem muito mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	8	1/8	Valor intermediário entre importância muito maior e importância extremamente muito maior.
Extremamente mais importante	9	1/9	A experiência e/ou o julgamento favorecem absolutamente mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.

*Se o critério ou alternativa *i* recebe um determinado valor quando comparado com o critério ou alternativa *j*, então *j* tem o valor inverso quando comparado com *i*.
Fonte: Adaptado de Saaty (1991).

105. O julgamento é realizado entre “n” critérios ou “n” alternativas, em uma matriz de “n” colunas e “n” linhas, gerando uma série de comparações cuja magnitude é dada pela escala de importância fundamental de Saaty.

106. Após os julgamentos, seja para comparar critérios ou para comparar alternativas, é necessário realizar a avaliação da consistência entre os julgamentos, uma vez que, conforme ANAC (2019), dificilmente um tomador de decisão consegue fazer comparações de pares perfeitamente consistentes. A razão de consistência deve ser sempre inferior a 10%. Caso contrário, os julgamentos devem ser refeitos.

107. No caso em tela, o objetivo é o problema regulatório identificado, que consiste em revisar a periodicidade para atualização das garantias de descomissionamento a fim de estabelecer um intervalo mais adequado que a periodicidade anual exigida, a qual pode não estar adequadamente calibrada ao perfil de risco, à maturidade dos ativos e às condições econômicas dos contratos, gerando custos regulatórios e administrativos potencialmente superiores aos benefícios marginais em termos de mitigação de risco, tanto para os agentes regulados quanto para a própria ANP. Como a periodicidade anual é determinada pela Resolução ANP nº 854/2021, a solução do problema regulatório passa necessariamente pela revisão desse normativo.

108. A partir do objetivo a ser alcançado ou do problema a ser solucionado, foram considerados quatro critérios para a avaliação da regulamentação. São eles:

a) **Critério 1 - Atualidade dos dados:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessária atualidade e acurácia dos dados apresentados, o que contribui para a garantia dos recursos para a efetivação do descomissionamento de instalações. Os dados são utilizados para determinação do valor a ser garantido de acordo com o Modelo de Aporte Progressivo (MAP), que, de acordo com a Resolução ANP nº 854/2021, corresponde às fórmulas de cálculo do valor a ser garantido anualmente, durante a fase de produção do campo de petróleo e gás natural. A atualidade dos dados também contribui para que o valor garantido seja mais condizente com a relação produção/reservas remanescentes. Quanto mais frequente for a apresentação das garantias, maior será a atualidade dos dados apresentados.

b) **Critério 2 - Custo financeiro para o agente regulado:** de acordo com este critério, para a solução do problema regulatório identificado, é necessário que o custo financeiro para o agente regulado seja o menor possível. Nos termos do art. 27 da Resolução ANP nº 854/2021, as modalidades de garantia financeira aceitas pela ANP são a carta de crédito, o seguro garantia, o penhor de petróleo e gás natural, a garantia corporativa e o fundo de provisionamento. Todas elas possuem custos financeiros associados, tais como custos de emissão, comprovações de notas de classificação de risco, registros, dentre outros. Além disso, quanto maior o valor a ser garantido e o prazo de vigência exigido para as garantias, maior o custo de aquisição dos instrumentos financeiros. Portanto, quanto mais dilatado for o prazo entre as apresentações de garantia, maiores serão os custos financeiros associados.

c) **Critério 3 – Custo regulatório ou administrativo para o agente regulado:** de acordo com este critério, para a solução do problema regulatório identificado, é necessário que o custo para o agente regulado seja o menor possível. Nesse critério, são considerados os custos referentes às ações empreendidas para a preparação e encaminhamento da documentação necessária para a apresentação das garantias financeiras. Quanto mais frequente for a apresentação das garantias, maior será o custo regulatório ou administrativo para o agente regulado.

d) **Critério 4 – Custo administrativo para o órgão regulador:** de acordo com este critério, para a solução do problema regulatório identificado, é necessário que o custo para o órgão regulador (ANP) seja o menor possível. Os custos para a ANP se referem àqueles necessários para a análise das garantias apresentadas. Quanto mais frequente for a apresentação das garantias, maior será o custo administrativo para o órgão regulador.

109. Tendo em vista o objetivo regulatório, as alternativas identificadas e a adoção da metodologia multicritério AHP, o problema foi estruturado conforme o esquema retratado na Figura 5, em que são definidos critérios formulados com o objetivo de solucionar o problema regulatório. Assim, a aplicação do método se deu nas seguintes etapas:

a) Primeiramente, foi determinada a importância relativa entre os critérios de forma a identificar em que grau cada um deles, em relação a um outro, contribui para a solução do problema regulatório (ou contribui para atingir o objetivo regulatório). Dessa forma, atribuiu-se a cada par de critérios um valor da escala fundamental de Saaty correspondente ao grau de importância relativa estimado ou julgado. A consistência dos julgamentos também foi determinada.

b) Em seguida, foi realizado o julgamento da importância relativa entre as alternativas identificadas, levando-se em conta cada um dos critérios estabelecidos, sempre com o objetivo de solucionar o problema regulatório identificado.

c) Tanto a definição dos critérios quanto os julgamentos das importâncias relativas entre esses critérios e das importâncias relativas entre as alternativas, para cada critério, foram realizados pela equipe técnica da SDP/ANP.

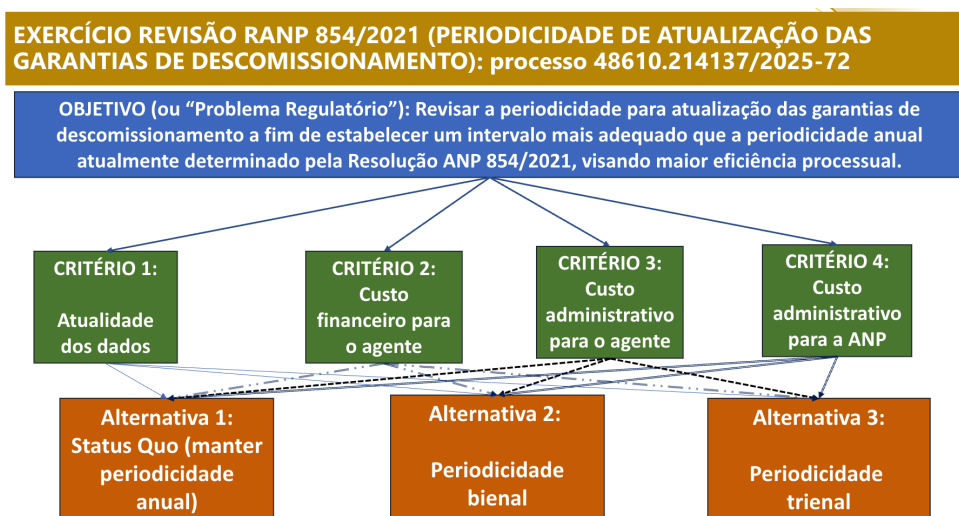


Figura 5 - Estruturação do problema regulatório a ser solucionado por meio da metodologia AHP, a partir do julgamento entre critérios e alternativas regulatórias.

110. Após a definição desses cinco critérios, procedeu-se ao julgamento e definição das importâncias relativas entre eles.

Tabela 2 - Julgamento e definição das importâncias

	Critério 1: Atualidade dos dados	Critério 2: Custo financeiro para Agente	Critério 3: Custo Adm. Agente	Critério 4: Custo Adm. para ANP
Critério 1: Atualidade dos dados	1	2	3	1/2
Critério 2: Custo financeiro para Agente	1/2	1	2	1/3
Critério 3: Custo Adm. Agente	1/3	1/2	1	1/5
Critério 4: Custo Adm. para ANP	2	3	5	1

111. Os julgamentos realizados geraram a priorização indicada na Tabela 3. A razão de consistência obtida foi de 0,54%, valor inferior à tolerância máxima de 10% permitida pela metodologia.

Tabela 3 - Prioridades calculadas para os critérios

Critério	Prioridade
Critério 1: Atualidade dos Dados	27,2%
Critério 2: Custo financeiro para o Agente	15,8%
Critério 3: Custo administrativo para o Agente	8,8%
Critério 4: Custo administrativo para a ANP	48,2%

112. Assim, o Critério 4, relativo ao custo administrativo para o regulador (ANP), teve prioridade calculada correspondente a 48,2%, sendo, desta forma, o critério considerado mais relevante para a resolução do problema regulatório identificado. O Critério 1, relativo à atualidade dos dados, vem na sequência, com 27,2% de prioridade. O custo financeiro para o agente regulado, Critério 2, apresentou prioridade de 15,8% e, por fim, o Critério 3, custo administrativo para o agente regulado, registrou prioridade de 8,8%.

113. Após a determinação das prioridades dos critérios, procedeu-se à aplicação da metodologia de análise multicritério AHP cada conjunto de alternativas em relação a cada critério.

114. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o "Critério 1: Atualidade dos dados" se encontra na Tabela 4.

Tabela 4 - Julgamentos e resultado da priorização das alternativas regulatórias para o Critério 1

Critério 1: Atualidade dos dados	Alternativa 1: Status Quo (anual)	Alternativa 2: Bienal	Alternativa 3: Trienal	Prioridades
Alternativa 1: Status Quo (anual)	1	2	3	0,539
Alternativa 2: Bienal	1/2	1	2	0,297
Alternativa 3: Trienal	1/3	1/2	1	0,164

115. Assim, para o critério 1, referente à atualidade dos dados, a Alternativa 1 (status quo) foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 53,9% da priorização, seguida pela Alternativa 2 (periodicidade bienal ou bianual), que possui 29,7%, e pela Alternativa 3 (periodicidade trienal ou trianual), com 16,4% de prioridade. A razão de consistência obtida foi de 0,79%, inferior à tolerância máxima permitida pela metodologia (10%), que corresponde a um julgamento consistente.

116. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o "Critério 2: Custo Financeiro para o Agente Regulado" se encontra na Tabela 5.

Tabela 5 - Julgamentos e resultado da priorização das alternativas regulatórias para o Critério 2

Critério 2: Custo financeiro para Agente	Alternativa 1: Status Quo (anual)	Alternativa 2: Bienal	Alternativa 3: Trienal	Prioridades
Alternativa 1: Status Quo (anual)	1	3	8	0,657
Alternativa 2: Bienal	1/3	1	5	0,275
Alternativa 3: Trienal	1/8	1/5	1	0,068

117. Para o critério 2 de custo financeiro para o agente regulado, a Alternativa 1 foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 65,7% da priorização, seguida pelas Alternativas 2 e 3. A razão de consistência obtida foi de 3,83%, inferior a 10%, o que significa que o julgamento realizado foi consistente.

118. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o "Critério 3: Custo Administrativo (ou Regulatório) para o Agente Regulado" se encontra na Tabela 6.

Tabela 6 - Julgamentos e resultado da priorização das alternativas regulatórias para o Critério 3

Critério 3: Custo Regulatório Agente	Alternativa 1: Status Quo (anual)	Alternativa 2: Bienal	Alternativa 3: Trienal	Prioridade
Alternativa 1: Status Quo (anual)	1	1/3	1/5	0,110
Alternativa 2: Bienal	3	1	1/2	0,309
Alternativa 3: Trienal	5	2	1	0,581

119. Para o critério de custo regulatório ou administrativo para o agente regulado, a Alternativa 3 foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 58,1% da priorização, seguida pelas Alternativas 2 e 1. A razão de consistência obtida foi de 0,32%, inferior a 10%, o que significa que o julgamento realizado foi consistente.

120. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o "Critério 4: custo administrativo para a ANP" se encontra na Tabela 7.

Tabela 7 - Julgamentos e resultado da priorização das alternativas regulatórias para o Critério 4

Critério 4: Custo Adm. para ANP	Alternativa 1: Status Quo (anual)	Alternativa 2: Bienal	Alternativa 3: Trienal	Prioridade
Alternativa 1: Status Quo (anual)	1	1/5	1/6	0,082

Alternativa 2: Bienal	5	1	1/2	0,343
Alternativa 3: Trienal	6	2	1	0,575

121. Para o critério 4, a Alternativa 3 foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 57,5% da priorização, seguida pelas Alternativas 2 e 1. A razão de consistência obtida foi de 2,51%, inferior a 10%, o que significa que o julgamento realizado foi consistente.

122. O resultado da priorização das alternativas determinado para cada critério encontra-se consolidado na Tabela 8.

Tabela 8 - Prioridade de alternativas por critério

Matriz com alternativas e critérios	CRITÉRIOS			
ALTERNATIVAS	Critério 1: Atualidade dos dados	Critério 2: Custo financeiro para Agente	Critério 3: Custo Adm. Agente	Critério 4: Custo Adm. para ANP
Alternativa 1: Status Quo (anual)	0,539	0,657	0,110	0,082
Alternativa 2: Bienal	0,297	0,275	0,309	0,343
Alternativa 3: Trienal	0,164	0,068	0,581	0,575

123. Posteriormente, essa matriz foi multiplicada pelo peso de cada critério, gerando a priorização final (Tabela 9), que corresponde ao resultado final da aplicação da metodologia.

Tabela 9 - Matriz soma das prioridades das alternativas multiplicadas pelos pesos dos critérios e o resultado final (prioridade final)

ALTERNATIVAS	Critério 1: Atualidade dos dados	Critério 2: Custo financeiro para Agente	Critério 3: Custo Adm. Agente	Critério 4: Custo Adm. para ANP	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,272	0,158	0,088	0,482	-
Alternativa 1: Status Quo (anual)	0,146	0,104	0,010	0,040	0,299
Alternativa 2: Bienal	0,081	0,043	0,027	0,165	0,317
Alternativa 3: Trienal	0,045	0,011	0,051	0,277	0,384

124. Os resultados finais indicaram que a Alternativa 3 (revisão trienal) foi a que atingiu prioridade mais alta, com 38,4%, seguida pela Alternativa 2 (revisão bienal), com 31,7%, e pela Alternativa 1 (revisão anual ou status quo), com 29,9%.

X. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO

125. Considerando o resultado da aplicação da metodologia, é possível concluir que a periodicidade atualmente exigida para a atualização das garantias financeiras de descomissionamento pode ser aprimorada, possuindo duas alternativas de mudança, revisão trienal e bienal, com prioridades somadas de aproximadamente 70%.

126. Verificou-se que a Alternativa 3 (revisão trienal), que sugere um prazo mais dilatado para a apresentação das garantias, foi a que registrou maior prioridade.

127. Embora a Alternativa 3 (revisão trienal) tenha obtido a maior pontuação e, por essa razão, tenha sido a opção selecionada, é oportuno registrar que também se pode considerar a adoção da periodicidade prevista na Alternativa 2 (revisão bienal), uma vez que representaria um avanço incremental em relação à periodicidade anual vigente. Cumpre destacar, contudo, a existência de potenciais riscos associados à ampliação da periodicidade de atualização, especialmente no que se refere à capacidade dos agentes financeiros de ofertar garantias compatíveis com prazos de vigência mais longos, exigidos tanto na revisão bienal quanto na trienal. Isso se deve ao fato de que a ampliação do intervalo entre as atualizações demanda, necessariamente, garantias com prazos de vigência mais longos. Nesse contexto, torna-se imprescindível, no âmbito do processo de consulta e audiência pública, avaliar a capacidade do mercado financeiro de se adaptar às novas exigências de vigência dos instrumentos de garantia decorrentes da alteração da periodicidade de atualização. Adicionalmente, faz-se importante avaliar as medidas necessárias para garantir que as condições mínimas de admissibilidade de cada modalidade de garantia, estabelecidas na RANP 854/2021, sejam observadas e mantidas ao longo de todo o período de vigência da garantia.

128. Para mitigar o risco de eventual comprometimento da qualidade dos dados decorrente de sua desatualização ou obsolescência — especialmente no cenário de ampliação da frequência de atualização de anual para bienal ou trienal — recomenda-se a adoção de mecanismos complementares, tais como: (i) gatilhos regulatórios para atualização extraordinária em caso de mudanças materiais; (ii) exigência de declarações à ANP em caso de perda ou rebaixamento de classificação financeira; (iii) auditorias técnicas e certificações independentes periódicas; e (iv) abordagem regulatória baseada em risco, com maior rigor para ativos em fase avançada de vida útil. Essas medidas contribuem para preservar a confiabilidade das estimativas, a suficiência das garantias financeiras e a efetiva cobertura dos custos de descomissionamento. Algumas dessas medidas já encontram-se presentes na atual Resolução ANP nº 854/2021 e devem ser mantidas, como por exemplo o uso de certificações e cotações para o valor do descomissionamento (artigo 16), a obrigatoriedade de comunicação à ANP, que avaliará adequações, caso a nota de classificação da garantidora sobre qualquer alteração em prazo inferior à atualização (§ 5º do artigo 46 e do artigo 57) e na possibilidade de, a qualquer tempo, a ANP determinar a substituição de uma garantia, sempre que a avaliação técnica concluir pela sua ineficiência e sua inadequação no caso concreto (parágrafo único do artigo 65).

129. A próxima etapa do processo regulatório é detalhar no formato de minuta de ato como seria a materialização da alteração de periodicidade e sua repercussão nos artigos da norma vigente, como detalhado no item VIII, em especial considerando a importância do processo de consulta e audiência pública.

130. Além do próprio resultado da metodologia aplicada, é relevante ressaltar que a pertinência da revisão da periodicidade atualmente vigente é corroborada também por manifestações trazidas pelos agentes regulados, elencadas no âmbito do presente processo, e evidenciada pela própria iniciativa da ANP em inserir a possibilidade de revisão no rol de ações regulatórias previstas para o biênio 2025-2026.

131. Por fim, destaca-se que os resultados do processo de análise de impacto regulatório não impedem que se cogitem hipóteses que levem em conta as especificidades dos contratos. Por exemplo, é possível considerar periodicidades maiores para campos que iniciaram sua produção há pouco tempo e que, conseqüentemente, apresentam relação mais baixa entre produção e volumes das reservas. Ao passo que também é possível considerar prazos ou condições diferenciados para a modalidade do fundo de provisionamento.

132. Em relação ao monitoramento e à avaliação, vale ressaltar a importância do acompanhamento dos resultados advindos da nova realidade regulatória, de forma a mensurar ganhos para a eficiência processual da ANP e a redução de custos financeiros e regulatórios provenientes da adoção de nova periodicidade, sem prejuízos à garantia da materialização do descomissionamento das instalações.

REFERÊNCIAS

ANP, 2019. Nota Técnica nº 64/2019/SDO (SEI nº 0541580), referente aos subsídios técnicos para regulamentação de garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações de campos de petróleo e gás natural. Processos administrativos 48610.215088/2019-29 e 48610.004864/2017-03.

ANP, 2021. Processo administrativo 48610.215088/2019-29, instaurado com vistas à elaboração de norma para regulamentar a apresentação de garantias financeiras para o descomissionamento de instalações de campos de produção de petróleo e gás natural.

ANP, 2023. Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para a Regulamentação do Acesso às Infraestruturas Essenciais: Gasodutos de Escoamento da Produção, Instalações de Tratamento ou Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/analise-de-impacto-regulatorio-air/arquivos/relatorio-air-acesso-infras-gas.pdf>. Acesso: 8 jan. 2026.

ANAC, 2019. Agência Nacional de Aviação Civil. Anexo 3 – Metodologia de Cálculo AHP. Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/meio-ambiente/arquivos/Anexo3MetodologiadeclculoAHP/view>. Acesso: 8 jan. 2026.

Equinor, 2026. Natural Gas Calculator. Disponível em <https://ngc.equinor.com/>. Acesso: 8 jan. 2026.

EUA, 2024. Department of the Interior (DOI). Interior Department takes action to protect taxpayers from offshore oil and gas decommissioning costs. Disponível em: <https://www.doi.gov/pressreleases/interior-department-takes-action-protect-taxpayers-offshore-oil-and-gas#:~:text=BOEM%20will%20consider%20the%20current,from%20assuming%20industry%20decommissioning%20costs>. Acesso: 8 jan. 2026.

EUA, 2024a. Electronic Code of Federal Regulations (eCFR) . Title 30 – Mineral Resources. Chapter V – Bureau of Ocean Energy Management, Department of the Interior. Subchapter B – Leasing of Sulphur or Oil and Gas in the Outer Continental Shelf. Part 556 – Leasing of Sulphur or Oil and Gas in the Outer Continental Shelf. Subpart I – Financial Assurance.

Norske, 2026. Norwegian Petroleum Directorate. *Cessation and decommissioning*. Disponível em: <https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/cessation-and-decommissioning/>. Acesso em: 8 jan. 2026.

Reino Unido, 2013. *Oil & Gas: decommissioning of offshore installations & pipelines*. GOV.UK, 23 jan. 2013, atualizado em 6 jan. 2026. Disponível em: <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>. Acesso: 8 jan. 2026.

Reino Unido, 2019. *Assessing the Financial Capability of Offshore Oil and Gas Companies to Deliver Decommissioning Obligations*. Disponível em https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65674cd8312f400013e5d5d1/Financial_Assurance_Guidance.pdf. Acesso: 8 jan. 2026.

Saaty, T. L., 1991. Método de Análise Hierárquica. McGraw-Hill, Makron. São Paulo.



Documento assinado eletronicamente por **MARIO JORGE FIGUEIRA CONFORT, Coordenador de Regulação**, em 30/01/2026, às 21:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA CAVADINHA COSTA DA SILVA, Superintendente de Desenvolvimento e Produção**, em 30/01/2026, às 21:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARCELO VITOR MARTINS DE MENESES, Coordenador Econômico e de Garantias**, em 30/01/2026, às 22:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5620364** e o código CRC **39C4C428**.