



## NOTA TÉCNICA Nº 64/2019/SDP

**Referências:** Processo administrativo nº 48610.215088/2019-29;

Processo administrativo nº 48610.004864/2017-03;

Nota Técnica nº 06/2017/SDP de 13/01/2017.

**Assunto:** Subsídios técnicos para regulamentação de garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações de campos de petróleo e gás natural.

**Anexo:** Minuta de Resolução que regulamentará os procedimentos para apresentação de garantias financeiras referentes ao descomissionamento de instalações de campos de petróleo e gás natural.

### I – OBJETIVO E INTRODUÇÃO

1- Esta Nota Técnica tem por objetivo expor os fundamentos técnicos e regulatórios para a proposição de Resolução que disciplinará os procedimentos para apresentação de garantias financeiras referentes ao descomissionamento de instalações de campos de produção de petróleo e gás natural.

### II – HISTÓRICO E CONTEXTUALIZAÇÃO

2- 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.

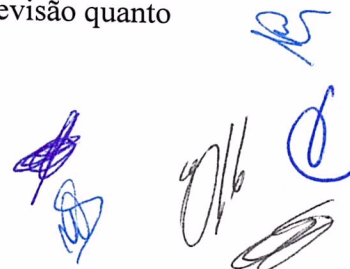
3- Durante a fase exploratória são realizadas atividades de pesquisa visando a descoberta de acumulações de hidrocarbonetos. No caso de sucesso, ou seja, da descoberta de que sejam economicamente viáveis, passa-se para a fase de produção, cujo

início denomina-se etapa de desenvolvimento, quando são feitos os maiores investimentos para que a jazida possa ser colocada em produção.

- 4- 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.
- 5- Entende-se por descomissionamento de instalações, o conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos, à recuperação ambiental da área e à preservação das condições de segurança da navegação local.
- 6- As atividades de descomissionamento requerem vultosos gastos para serem realizadas, e ocorrem em um momento em que o empreendimento já não apresenta retorno financeiro.
- 7- Visando trazer proteção à União quanto à realização dessas atividades os contratos de outorga de direitos de E&P contemplam cláusula determinando a obrigação de apresentação de garantias financeiras com este fim.
- 8- Embora prevista nos contratos de E&P, a apresentação de garantias financeiras relativas às atividades de descomissionamento de instalações tornou-se mais premente com a proximidade do fim dos contratos de campos da rodada zero e, especialmente, com a execução do projeto de desinvestimento da Petrobras, que visa transferir os direitos e obrigações de um número expressivo de contratos para empresas de menor porte.

## **II. 1. Evolução do tema na ANP**

- 9- Os Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás firmados com a ANP contém cláusulas que tratam de garantias de desativação e abandono (hoje conhecidas como descomissionamento de instalações devido a evolução regulatória).
- 10- Nos Contratos da Rodadas Zero até a 2ª Rodada embora esteja previsto que o planejamento do abandono conste no Plano de Desenvolvimento, não há previsão quanto à obrigatoriedade de entrega da garantia, como reproduzido a seguir:



## Contrato R Zero a R2

### *Abandono*

*18.6 (...) Quando se tratar de um Campo, o planejamento do abandono do mesmo e os mecanismos para disponibilizar os fundos necessários serão previstos no Plano de Desenvolvimento respectivo, de acordo com o parágrafo 9.1 (i), e revistos periodicamente, ao longo da Fase de Produção, revisões essas que estarão sujeitas ao disposto no parágrafo 9.3.*

11- Esses contratos ainda apresentam previsão quanto à manutenção de cobertura de seguro que inclui a proteção do meio ambiente, devolução e abandono de áreas, além de prever a modalidade de autoseguro desde que previamente aprovada pela ANP.

*21.1 O Concessionário providenciará e manterá em vigor, durante toda a vigência deste Contrato, e sem que isso importe em limitação de sua responsabilidade sob o mesmo, cobertura de seguro contratada com empresa idônea, para todos os casos exigidos pela legislação aplicável, bem como para cumprir determinação de qualquer autoridade competente ou da ANP, tanto com relação a bens e pessoal quanto às Operações e sua execução, proteção do meio ambiente, devolução e abandono de áreas, remoção e reversão de bens.*

*(...)*

*21.1.3 Auto-seguro ou seguro através de afiliadas somente será admitido quando aprovado previamente e por escrito pela ANP, a seu exclusivo critério, podendo contudo o Concessionário utilizar, para os propósitos desta Cláusula Vigésima-Primeira, suas apólices e programas globais de seguro, mediante prévia aprovação por escrito da ANP.*





12- Da 3ª Rodada até a 12ª Rodada os Contratos de Concessão passaram a ter previstas modalidades de garantias e a indicar a obrigatoriedade de entrega quando solicitada pela ANP.

### **Contrato R3**

#### **Desativação e Abandono**

(...)

*18.6.1 Quando se tratar de um Campo, o planejamento da desativação e abandono do mesmo e os mecanismos para disponibilizar os fundos necessários serão previstos no Plano de Desenvolvimento respectivo, de acordo com o parágrafo 9.1, e revistos periodicamente, ao longo da Fase de Produção, revisões essas que estarão sujeitas ao disposto no parágrafo 9.4.*

(...)

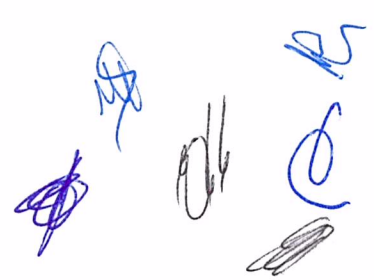
*18.6.3 O Concessionário apresentará, quando solicitado pela ANP, uma garantia real de abandono, através de seguro, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com a legislação brasileira aplicável;*

### **Contrato R12**

*18.8 O Concessionário apresentará uma garantia de desativação e abandono, através de seguro-garantia, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com o Plano de Desenvolvimento aprovado e com a Legislação Aplicável.*

13- Para a 13ª Rodada o contrato prevê as mesmas modalidades de garantias, porém com apresentação a partir da conclusão dos investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento.

### **Contrato R13 – Blocos Exploratórios**





### ***Garantias de Desativação e Abandono***

***18.8 O Concessionário deverá apresentar garantia de desativação e abandono, a partir da conclusão dos investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento aprovado, podendo, para tanto, utilizar-se de:***

- a) seguro-garantia;*
- b) carta de crédito;*
- c) fundo de provisionamento; ou*
- d) outras formas de garantia aceitas a critério da ANP.*

14- Nos contratos da 14ª, 15ª e 16ª rodadas de concessão e nos contratos da 1ª a 6ª rodada de partilha da produção, foram mantidas as modalidades previstas anteriormente e passou-se a prever a entrega das garantias de descomissionamento (desativação e abandono) a partir da data de início da produção.

### **Contrato R16**

#### ***Garantias de Desativação e Abandono***

***18.8 O Concessionário apresentará garantia de desativação e abandono, a partir da Data de Início da Produção, podendo, para tanto, utilizar-se de:***

- a) seguro-garantia;*
- b) carta de crédito;*
- c) fundo de provisionamento; ou*
- d) outras formas de garantia aceitas a critério da ANP.*

15- Os contratos da 1ª e da 2ª rodadas de acumulações marginais indicam que deverá ser apresentada a garantia quando solicitada pela ANP.

### **Contrato AM1**



## **Garantias de Desativação e Abandono**

*18.7 O Concessionário apresentará, quando solicitado pela ANP, uma garantia de desativação e abandono, através de seguro, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com a legislação brasileira aplicável.*

### **Contrato AM2**

## **Garantias de Desativação e Abandono**

*18.8 O Concessionário apresentará uma garantia de desativação e abandono, através de seguro, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com a legislação brasileira aplicável.*

16- Os contratos da 3ª e da 4ª rodadas de acumulações marginais preveem a entrega das garantias a partir do Início da Fase de Produção.

### **Contratos AM3 e AM4**

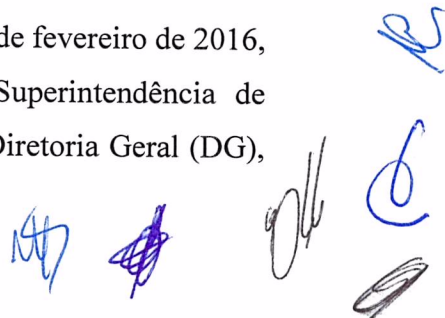
## **Fornecimento de Garantia Financeira de Desativação e Abandono**

*14.7 Para a Fase de Reabilitação, o Concessionário fornecerá à ANP uma ou mais garantias para Desativação e Abandono para os poços indicados no Anexo II nos quais de fato for realizar intervenção.*

*14.7.1 A Garantia indicada no caput deve ser entregue em até 12 (doze) meses antes da data prevista para o término da Fase de Reabilitação.*

17- Buscando aprimorar a regulação sobre o tema, além das previsões contratuais, foi realizado na ANP, em dezembro de 2015 um Workshop sobre “Garantias Financeiras de Desativação e Abandono de Campos” que contou com a participação de empresas de petróleo, representantes de seguradoras e das UORGs da ANP envolvidas com o tema.

18- Dando continuidade às discussões foram realizadas, a partir de fevereiro de 2016, reuniões periódicas com a participação de representantes da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), da Diretoria 2 (DIR-2) e da Diretoria Geral (DG),



que resultaram em deliberação da Diretoria Colegiada, por meio da Resolução de Diretoria nº 407/2016, que formalizou a constituição de Grupo de Trabalho (GT), composto por representantes das diretorias, da SDP e Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), para analisar as formas de apresentação das garantias de desativação de instalações, recuperação de áreas e abandono de poços. Posteriormente, na reunião de diretoria nº 850/2016, de 04/07/2016, adicionou-se representantes da Superintendência de Exploração (SEP) ao GT.

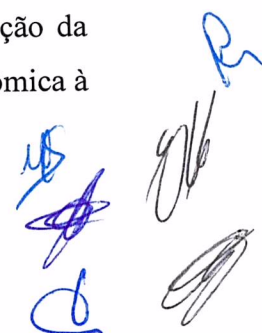
19- O registro das atividades do Grupo de Trabalho foi feito no Processo 48610.005111.2016-26. Como resultado, foi elaborada a Nota Técnica 006/2017/SDP, que em linhas gerais, sugere a modalidade "Fundo de Provisionamento" por ser a mais segura. Também foi sugerida a elaboração de uma análise preliminar de impacto regulatório (AIR) para avaliar os possíveis benefícios, custos e efeitos no contexto de desenvolvimento e implementação de eventual regulamento.

20- Assim, por determinação da Diretoria Colegiada da ANP, (Memorando nº 14/2017/SEC) foram iniciados estudos de análise de impacto regulatório contando com representantes da Superintendência de Defesa da Concorrência Estudos e Regulação Econômica (SDR), SDP, SEP, Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) e Secretaria Executiva (SEC), registrados no Processo 48610.004864/2017-03.

21- Em abril de 2017 iniciou-se a realização de reuniões, primeiramente visando o nivelamento do conhecimento acerca dos temas "Descomissionamento de Campos Produtores" e "Análise de Impacto Regulatório" entre os participantes antes de se iniciar os estudos de AIR propriamente ditos.

22- Os estudos avançaram abordando a caracterização do problema, suas causas e efeitos passando pela identificação dos atores afetados, discutindo a base legal para atuação do órgão, e os objetivos desejados

23- Todavia, em julho de 2018, a SDR informou por meio dos Memorandos 051/2018/SDR e 69/2018/SDR a suspensão por prazo indeterminado, das reuniões do grupo de análise de impacto regulatório (AIR) referente às atividades de descomissionamento das áreas contratadas para exploração e produção de hidrocarbonetos. Tal fato se deu, em função das atividades decorrentes da edição da Medida Provisória nº 838/2018 que dispôs sobre a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel.





- 24- No âmbito da Tomada Publica de Contribuições 08/2018 (TPC 08/2018), contudo, ficou evidente a urgência de regulamentar as modalidades de garantias financeiras para fins de descomissionamento das instalações diante do vencimento dos contratos da denominada Rodada Zero e do plano de desinvestimento da Petrobras.
- 25- Em 20/09/2018, a Diretoria Colegiada determinou – por meio da Ata da 947ª Reunião de Diretoria, que a SDP e a CAT elaborassem uma TPC visando subsidiar a ANP quanto à elaboração de eventuais instrumentos regulatórios contemplando incentivos ao desenvolvimento e produção de campos ou áreas originalmente com reservas de economicidade marginal, conceito que em muitas situações independe do nível de maturidade do campo, objetivando o aumento das reservas, da produção e do fator de recuperação.
- 26- Assim, entre os dias 06/11/2018 e 05/12/2018, a Diretoria Colegiada da ANP convidou a sociedade e os agentes econômicos a participar da TPC 08/2018.
- 27- No total foram recebidas 44 contribuições recebidas de 05 entidades (ABPIP, IBP, Petrobras, Premier Oil e PetroRio) no período de consulta e todas as contribuições foram consideradas válidas e submetidas à avaliação interna da Agência, e estão disponíveis no portal da ANP ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)), dando total transparência e publicidade ao processo.
- 28- Dessas 44 contribuições, após análise preliminar, foi possível subdividir as contribuições em 04 grandes Macrogrupos, quais sejam:

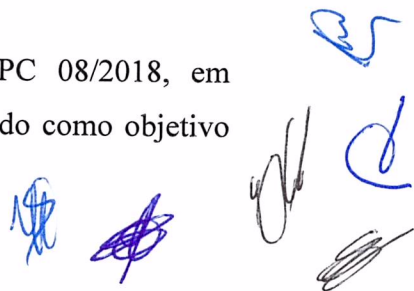
MG1 - Critérios e metodologias para o gerenciamento de garantias financeiras para desativação e abandono;

MG2 - Aprimoramento/desenvolvimento do processo de comunicação e da padronização das informações exigidas entre a ANP e os Operadores;

MG3 - Critérios e metodologias para a definição e enquadramento de áreas ou campos como marginais; e

MG4 - Desenvolvimento de políticas e aprimoramento de resoluções, editais e contratos visando a incentivar à produção pelas pequenas e médias empresas de áreas ou campos na margem da economicidade.

- 29- Em resposta às contribuições recebidas no âmbito da TPC 08/2018, em 24/04/2019, foi realizado um Workshop em parceria com o IBP, tendo como objetivo



principal apresentar os entendimentos sobre o tema da referida TPC a fim de alinhar as expectativas entre a indústria e a Agência.

30- Durante o Workshop foi realizada pesquisa junto aos representantes da ANP e da Indústria visando estabelecer quais temas deveriam ser considerados como prioritários.

31- Segundo o resultado da pesquisa, a percepção das três principais prioridades da Agência convergiu com a percepção da Indústria conforme segue, na seguinte ordem de prioridade:

1º - Regulamentação para as modalidades de garantias para fins de descomissionamento de instalações;

2º - Aprimoramento da articulação e da comunicação entre ANP, os Operadores e o IBAMA, visando a trazer celeridade no processo de emissão das autorizações ambientais e padronização nas taxas envolvidas no licenciamento; e

3º - Políticas e diretrizes por meio de Resolução CNPE e regulamentação para definição e enquadramento de campos marginais visando estabelecer incentivos para o desenvolvimento desses ativos.

32- Em 19/06/2019, representantes da SDP e da CAT apresentaram os resultados dessa TPC, assim como as ações subsequentes, ao Comitê do Upstream.

33- No ponto de vista da SDP e da CAT, considerando o resultado da pesquisa realizada no Workshop e as dúvidas apresentadas pelos investidores sobre as condições que seriam impostas com relação às garantias para fins de desativação e abandono - principalmente em casos de cessão de contratos - não restou dúvidas que esta Agência deveria considerar - como prioridade máxima - o processo de elaboração da regulamentação das modalidades de garantias para fins de descomissionamento das instalações.

34- Não restou dúvidas também que, dentre as modalidades de garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações, o fundo de provisionamento, assim como sua operacionalização e, as regras que serão impostas para o gerenciamento desse fundo são prioridades e de grande interesse da Indústria.





35- Assim, foram criados três grupos de trabalho (GTs) com a participação de representantes do IBP, de empresas associadas do IBP e com representantes desta Agência visando desenvolver e elaborar propostas e estudos, quais sejam:

GT1: Garantias financeiras e modelo de aporte para fins de descomissionamento das instalações;

GT2: Critérios para definição e enquadramento de um campo como marginal; e

GT3: Políticas e diretrizes por meio de Resolução CNPE visando a estabelecer incentivos para o desenvolvimento de campos enquadrados como marginais.

36- No âmbito do Grupo de Trabalho 1 (GT1), no total, foram realizadas mais de 10 reuniões com as partes interessadas visando mapear o escopo da regulamentação, as modalidades das garantias financeiras e o modelo de aporte para garantir o descomissionamento de instalações.

37- Mais de 07 reuniões com os representantes e empresas afiliadas do IBP, 02 reuniões com representantes do Banco Central e mais de 10 reuniões com representantes de futuras cessionárias, no âmbito do plano de desinvestimento da Petrobras.

38- Como resultado desse GT1, a SDP elaborou minuta de resolução contendo procedimentos que disciplinarão as garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações que, é objeto desta Nota Técnica.

### III – ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO PRELIMINAR

39- A Lei 13.848/2019, denominada Lei das Agências, recentemente publicada, dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras e prevê a realização de estudos de Análise de Impacto Regulatório, nos termos que se seguem.

*6º A adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão, nos termos de regulamento, precedidas da realização de Análise de*





*Impacto Regulatório (AIR), que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo.*

40- Embora ainda não tenha sido publicado o Decreto que regulamentará o tema para aplicação pelas Agências Reguladoras, aproveitamos a oportunidade para discutir brevemente a seguir os itens já analisados pelos estudos de AIR mencionados.

41- O Guia da Casa Civil prevê as seguintes etapas para um estudo de AIR:



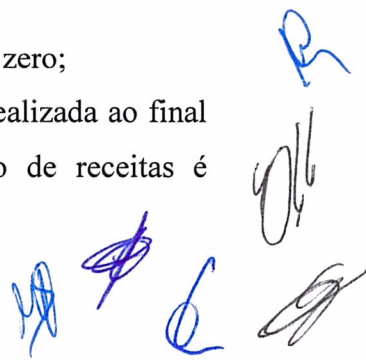
42- Conforme anteriormente mencionado, os estudos de AIR iniciados em abril de 2017 prosseguiram até meados de 2018 tendo abrangido as etapas de “definição do problema regulatório”, “identificação dos atores afetados pelo problema”, “identificação da base legal para atuação do órgão”, “definição dos objetivos desejados”, e “mapeamento das alternativas de ação” que são brevemente relatadas a seguir.

#### •Definição do problema regulatório

43- A solicitação da diretoria colegiada da ANP para a realização da referida AIR estava relacionada ao tema "Garantias de Desativação e Abandono de Campos", tendo por base as conclusões emanadas pela Nota Técnica 006/2017/SDP, de 13/01/2017.

44- Todavia, a equipe técnica que constituiu o grupo de trabalho a cargo da AIR, buscou fazer uma análise ampla do contexto do setor de E&P quanto ao tema, da qual destacou que:

- i) a proximidade do fim dos contratos de campos da rodada zero;
- ii) a maior parte das atividades de descomissionamento é realizada ao final da vida útil do campo, momento em que a geração de receitas é



significativamente menor, o que aumenta eventuais incertezas quanto à disponibilidade de fundos para a realização dessas atividades;

- iii) o custo para a realização do descomissionamento é bastante elevado, variando de forma considerável, a depender das condições de acesso à área e de sua localização (*onshore* ou *offshore*) e;
- iv) há lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para apresentação de garantias para o descomissionamento de instalações.

45- A partir de tais observações o grupo entendeu que o problema seria mais amplo, que foi descrito como: **“o descomissionamento das áreas contratadas para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, em desacordo com a legislação aplicável”**.

46- Assim, a solicitação de garantias para assegurar a realização do descomissionamento de instalações das áreas contratadas para a exploração ou produção de hidrocarbonetos seria uma das ações para mitigar o risco e trazer uma possível solução para o problema.

47- Porém, de um ponto de vista mais pragmático, considerando-se, especialmente, a execução do projeto de desinvestimento da Petrobras, que visa transferir os direitos e obrigações de um número expressivo de contratos para empresas de menor porte, o problema pode ser definido como **“a falta de recursos para a execução das atividades de descomissionamento”**.

48- Quanto à natureza do problema, de acordo com os tipos previstos no Guia da Casa Civil, pode ser interpretada como uma falha regulatória, uma vez que já existe dispositivo sobre a exigência de garantias financeiras nos contratos de E&P que, todavia, não tem se mostrado suficiente para orientar as empresas quanto à apresentação dessas garantias.

49- Observa-se que se trata de um problema potencial, dado que, desde a criação da ANP, inexistiu um histórico significativo de situações envolvendo a não realização do descomissionamento ou a sua realização em desacordo com a legislação aplicável, o que, de certa maneira acrescenta uma dificuldade adicional à análise de impacto regulatório.

#### •Identificação dos atores afetados pelo problema





50- Em um sentido amplo, a produção de petróleo e gás natural no Brasil, incluindo-se as atividades relacionadas ao descomissionamento de instalações de produção envolve vários agentes e pode afetar diversos grupos, sendo a sociedade, a beneficiária final considerando-se o cumprimento harmônico das regras.

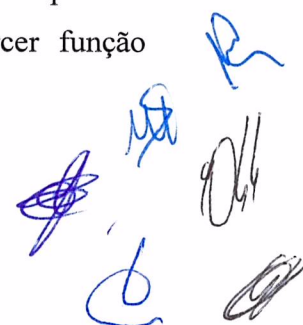
51- Em termos mais objetivos, o principal grupo afetados é o das próprias empresas contratadas para explorar petróleo e gás no Brasil, que são as responsáveis legais pelo abandono de poços, desativação de instalações e recuperação ambiental.

52- Igualmente afetados pela falha regulatória são a própria ANP, responsável pela regulação e fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e, diversos outros agentes envolvidos tais como: as empresas prestadoras de serviços e fornecedores de E&P, os órgãos ambientes estaduais e IBAMA, as Organizações Não Governamentais e sociedade civil organizada, Fundações e o IBP, o Ministério Público, os Governos Estaduais e Municipais, a Marinha do Brasil e o Exército Brasileiro, os órgãos de controle externo e os sindicatos e associações.

#### •Identificação da base legal para atuação do órgão

53- As Leis nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e 12.351/2010 (Lei da Partilha) estabelecem que, em caso de extinção do contrato (de concessão ou de partilha), o contratado fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes. Determinam, ainda, que o contrato terá como cláusula essencial a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens.

54- Nesse cenário, a ANP é o órgão governamental responsável por fiscalizar as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato. Além disso, na sua esfera de atribuições, cabe à ANP implementar a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, assim como exercer função regulamentadora.





55- As bases legais para a atuação da ANP acerca das garantias financeiras de descomissionamento são mais detalhadamente apresentadas e discutidas **no item III.1 Competência da ANP sobre a regulação do tema**, desta Nota.

#### •Definição dos objetivos desejados

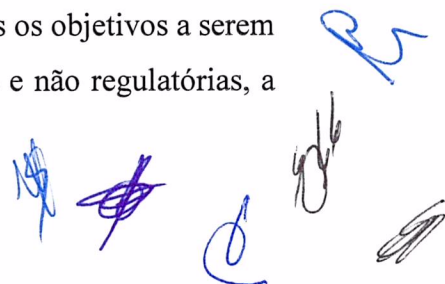
56- Tendo em vista os grupos afetados; os riscos econômicos e financeiros inerentes às atividades de exploração/produção de hidrocarbonetos; a necessidade de resguardar a atratividade de investimentos nas atividades de E&P; e a necessidade de minimizar os possíveis danos socioambientais decorrentes do descomissionamento incorreto das áreas concedidas; o objetivo da intervenção regulatória é assegurar que o descomissionamento das áreas contratadas para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos seja realizado de acordo com a legislação.

57- Com isso, buscou-se soluções que se traduzissem no atingimento dos seguintes objetivos:

- a. melhoria no acompanhamento pela ANP das obrigações contratuais e regulatórias e da execução da atividade de descomissionamento;
- b. aperfeiçoamento de mecanismos de *enforcement* e estímulo a iniciativas de *compliance*;
- c. assegurar que a regulamentação da ANP reflita as boas práticas inerentes à atividade de descomissionamento;
- d. mitigação dos riscos de ausência de recursos pecuniários para a execução da atividade de descomissionamento, bem como de incertezas existentes na qualificação dos concessionários de E&P; e
- e. mitigação dos efeitos da assimetria de informação presente no mercado de E&P, principalmente no que tange ao tema do descomissionamento.

#### •Mapeamento das alternativas de ação

58- A partir da definição do problema e tendo como norteadores os objetivos a serem alcançados, foi possível identificar possíveis medidas regulatórias e não regulatórias, a



partir do reconhecimento de causas vinculadas a cinco vertentes temáticas: financeira, fiscalizatória, regulatória (legislação), técnica e comportamental (ou de litígio entre as partes contratantes).

59- Foram reconhecidas as seguintes causas primárias: insuficiência financeira, fiscalização ineficiente, legislação inadequada, questões técnicas e litígio entre as partes.

60- Destaca-se que se encontra em andamento na Agência a ação regulatória nº 6.4 - Devolução de Áreas e Desativação de Instalações na Fase de Produção - visando aprimorar os procedimentos técnicos relacionados às atividades de descomissionamento.

61- Quanto aos aspectos relacionados à fiscalização ineficiente passariam pela necessidade de mais recursos financeiros e humanos que, por sua vez, não dependem apenas de ações da Agência. Aqui também se enquadram as questões relativas a litígios entre empresas, ou mesmo entre empresas e a Administração, o que também transpassa as funções exclusivas da ANP, revestindo-se de maior complexidade.

62- Desta forma, tendo em vista a preocupação crescente acerca do ônus financeiro sobre a União, acentuada pelo contexto do desinvestimento da Petrobras, que contempla a cessão de contratos para empresas de menor porte, optou-se por priorizar os estudos sobre as temáticas financeira e referente à legislação, tendo em mente a existência de lacuna regulatória quanto à apresentação de garantias financeiras de descomissionamento.

63- Nesses termos, pode-se definir três opções de ações, além da opção de manutenção do status quo, que deve se fazer presente em qualquer AIR: (i) alteração das regras de qualificação e de recebimento de informações dos agentes; (ii) criação incentivos para que as empresas desenvolvam as atividades de descomissionamento atendendo a legislação aplicável; (iii) aperfeiçoamento dos mecanismos que visem assegurar recursos financeiros para a realização do descomissionamento, em caso de necessidade.

#### •Análise dos Impactos das alternativas

64- Dando continuidade aos trabalhos do GT no âmbito do AIR, esta Nota tenta, de forma sintética, identificar e qualificar os riscos estimando uma probabilidade de ocorrência e os possíveis impactos, assim como algumas ações para o plano de resposta e mitigação dos riscos.



65- A primeira etapa da avaliação de risco foi sua identificação, que envolveu determinar quais riscos poderiam afetar a obrigação da realização das atividades para fins de descomissionamento de instalações. Em outras palavras, foi mapeado os principais eventos que constituem potenciais efeitos adversos a esta obrigação (mas não se limitando à), quais sejam:

I. Proximidade do fim dos contratos de campos da Rodada Zero e, aumento do não cumprimento das obrigações relacionadas à execução das atividades de descomissionamento;

II. Aumento de eventuais incertezas quanto à disponibilidade de fundos para a realização das atividades de descomissionamento considerando que a maior parte dessas atividades é realizada ao final da vida útil do campo, momento em que a geração de receitas é significativamente menor;

III. Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para a realização das atividades de descomissionamento dentro das melhores práticas da indústria do petróleo;

IV. Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para apresentação das garantias financeiras de descomissionamento;

V. Aumento da inexecução das atividades de descomissionamento devido à falta de recurso das empresas de menor porte que se sagraram vencedoras no processo do plano de desinvestimento da Petrobras;

VI. Litígio entre Cedente(s) e cessionário(s) no que tange às obrigações relacionadas ao descomissionamento;

VII. Falta de capacidade técnica e financeira para a execução do contrato e, para o descomissionamento;

VIII. Ausência de um mecanismo para acompanhar e avaliar continuamente se, a contratada mantém, ao longo da vida do contrato, suas condições técnicas, jurídico-fiscais e financeiras para o cumprimento de suas obrigações contratuais;





IX. Resistência a mudanças por parte dos contratados; e

X. Comunicação ineficaz.

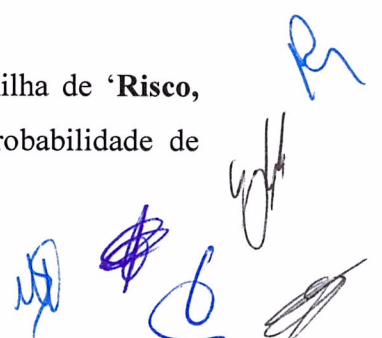
66- Uma vez mapeado os riscos, o próximo passo foi qualificá-los estimando uma probabilidade de ocorrência e os possíveis impactos.

67- O risco é uma função tanto da probabilidade quanto da medida das consequências. Assim, a seguir foi trabalhada a combinação da probabilidade de ocorrência do evento e dos impactos, como consequência das resultantes no caso de materialização do evento.

PROBABILIDADE	
<b>Alta</b>	O risco é iminente (probabilidade maior que 60%).
<b>Média</b>	Existe uma probabilidade razoável de ocorrência do risco (probabilidade entre 20 e 60%).
<b>Baixa</b>	A probabilidade de ocorrência do risco pode ser considerada pequena ou imperceptível (menor do que 20%).

IMPACTO	
<b>Alto</b>	O impacto do evento de risco é elevado, sendo necessário uma interferência imediata e eficiente buscando minimizar seus efeitos.
<b>Médio</b>	O impacto do evento de risco é relevante e necessita de um gerenciamento mais preciso, sob pena de prejudicar os seus resultados.
<b>Baixo</b>	O impacto do evento de risco é irrelevante, sendo ser facilmente resolvido.

68- A fim de priorizar os riscos identificados, foi criada uma planilha de '**Risco, Probabilidade e Impacto**', onde foram arbitrados valores para a probabilidade de



ocorrência e impacto dos riscos identificados pelo GT no âmbito do estudo de AIR e, pela SDP durante a elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias para fins de descomissionamento.

69- Para probabilidade de ocorrência e impacto dos riscos, foram atribuídos os seguintes valores: i) Alto =3; ii) Médio = 2; e iii) Baixo =1.

70- Com base nos valores atribuídos, a probabilidade foi multiplicada pelo impacto, tendo como resultado um valor que servirá de base para priorização dos riscos, conforme tabela abaixo.

Riscos	Probabilidade	Impacto	Resultado
Proximidade do fim dos contratos de campos da rodada zero e aumento do não cumprimento das obrigações relacionadas à execução das atividades de descomissionamento.	3	3	9
Aumento de eventuais incertezas quanto a disponibilidade de fundos para a realização das atividades de descomissionamento considerando que a maior parte dessas atividades é realizada ao final da vida útil do campo, momento em que a geração de receitas é significativamente menor.	2	2	4
Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para a realização das atividades de descomissionamento dentro das melhores práticas da indústria do petróleo.	2	3	6
Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para apresentação das garantias financeiras de descomissionamento.	3	3	9
Aumento da inexecução das atividades de descomissionamento devido à falta de recurso das empresas de menor porte que se sagraram vencedoras no processo do Plano de Desinvestimento da Petrobras.	2	3	6



Litígio entre Cedente(s) e cessionário(s) no que tange às obrigações relacionadas ao descomissionamento.	2	2	4
Falta de capacidade técnica e financeira para a execução do contrato e, para o descomissionamento. Ausência de um mecanismo para acompanhar e avaliar continuamente se, a contratada mantém, ao longo da vida do contrato, suas condições técnicas, jurídico-fiscais e financeiras para o cumprimento de suas obrigações contratuais.	2	3	6
Falta de legislação e regulamentação estabelecendo incentivos para o descomissionamento.	3	2	9
Resistência a mudanças por parte dos contratados	2	2	4
Comunicação ineficaz	1	2	2

71- Em seguida, foi criada uma priorização, seguindo o modelo de pontuação descrito conforme tabela abaixo:

Pontos	Prioridade
9	Elevada
6	Alta
4	Média
1 a 3	Baixa

72- Com o resultado obtido da multiplicação da probabilidade pelo impacto e utilizando a tabela de priorização dos riscos, a matriz de '**Probabilidade e Impacto**' ficou com a seguinte formatação:





Probabilidade / Impacto	Alto	Médio	Baixo
Alta	9 Elevada	6 Alta	3 Baixa
Média	6 Alta	4 Média	3 Baixa
Baixa	3 Baixa	2 Baixa	1 Baixa

73- Com base na planilha de ‘Risco, Probabilidade e Impacto’ e utilizando a matriz de ‘Probabilidade e Impacto’, os riscos foram qualificados e priorizados da seguinte maneira:

Probab. x Impacto	I-Alto	I-Médio	I-Baixo
<b>P-Alta</b>	1 - Proximidade do fim dos contratos de campos da rodada zero e aumento do não cumprimento das obrigações relacionadas à execução das atividades de descomissionamento.  2 - Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para apresentação das garantias financeiras de descomissionamento.	3 - Falta de legislação e regulamentação estabelecendo incentivos para o descomissionamento.	
<b>P-Média</b>	4 - Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para a realização das atividades de descomissionamento dentro das melhores práticas da indústria do petróleo.  5 - Aumento da inexecução das atividades de descomissionamento devido à falta de recurso das empresas de menor porte que se sagraram	7 - Aumento de eventuais incertezas quanto a disponibilidade de fundos para a realização das atividades de descomissionamento considerando que a maior parte dessas atividades é realizada ao final da vida útil do campo, momento em que a geração de receitas é significativamente menor.	





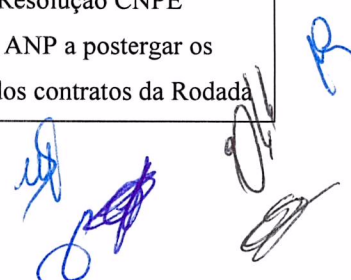
	<p>vencedoras no processo do Plano de Desinvestimento da Petrobras.</p> <p>6 - Falta de capacidade técnica e financeira para a execução do contrato e, para o descomissionamento. Ausência de um mecanismo para acompanhar e avaliar continuamente se, a contratada mantém, ao longo da vida do contrato, suas condições técnicas, jurídico-fiscais e financeiras para o cumprimento de suas obrigações contratuais.</p>	<p>8 - Litígio entre Cedente(s) e cessionário(s) no que tange às obrigações relacionadas ao descomissionamento.</p> <p>9 - Resistência a mudanças por parte dos contratados</p>	
P-Baixa		10 - Comunicação ineficaz	

#### •Plano de Resposta e Identificação da Melhor Alternativa

74- O plano de resposta aos riscos envolve a seleção de uma ou mais ações visando mitigar (reduzir) o risco, devendo-se observar que elas não são mutuamente exclusivas.

75- A tabela abaixo consubstancia as ações do plano de resposta visando mitigar os riscos mapeados.

Riscos	Apoio Institucional	Tipo de Resposta	Plano de Resposta (Mitigação dos impactos)
1 - Proximidade do fim dos contratos de campos da Rodada Zero e aumento do não cumprimento das obrigações relacionadas à execução das atividades de descomissionamento.	<p>- Diretoria Colegiada</p> <p>- Ministério de Minas e Energia</p>	Mitigar	<p>1.1 – Estimular o Plano de Desinvestimento da Petrobras porque resultará na postergação dos prazos contratuais, aumento do fator de recuperação e vida útil dos campos e, consequentemente, na postergação do descomissionamento;</p> <p>1.2 - Publicação da Resolução CNPE 02/2016. Autoriza a ANP a postergar os prazos de vigência dos contratos da Rodada</p>



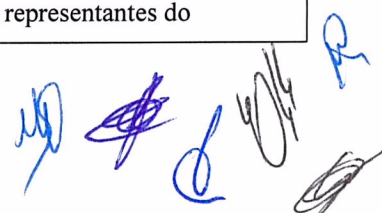


		<p>Zero com base nos novos Planos de Desenvolvimento;</p> <p>1.3 – Publicação da Resolução CNPE 17/2017. Estimula a cessão parcial ou total de contratos, em vez da devolução do campo. E, possibilita a redução de royalties sobre a produção incremental com base em novos planos de desenvolvimento.</p> <p>1.4 – Publicação da Resolução ANP 749/2018 que versa sobre a possibilidade de redução de royalties para até 5% da produção incremental. Busca-se aumentar a atratividade e incentivar a continuidade das operações, principalmente em campos maduros onde o descomissionamento se aproxima;</p> <p>1.5 – Publicação da Resolução ANP 785/2019 que disciplina o processo de cessão de contratos, a constituição de garantias sobre direitos emergentes, a alteração do controle societário das contratadas;</p> <p><b>1.6 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p>
<p>2 - Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para apresentação das garantias financeiras de descomissionamento.</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p> <p>2.1 – Constituição de grupo de trabalho com a participação de representantes do IBP/ABPIP, de empresas associadas e representantes desta Agência a fim de participar ativamente na elaboração de propostas e estudos, das garantias financeiras e o modelo de aporte para fins de descomissionamento das instalações;</p> <p>2.2 – Reuniões constantes com representantes do IBP/ABPIP, de empresas</p>

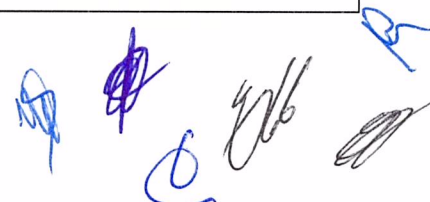




		<p>associadas e com investidores interessados no Plano de Desinvestimento da Petrobras;</p> <p><b>2.3 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono;</b></p> <p>2.4 – Promover Consulta Pública visando obter subsídios e informações adicionais sobre a proposta de regulamentação associada às garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações.</p>
<p>3 - Falta de legislação e regulamentação estabelecendo incentivos para o descomissionamento.</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p> <p>- Ministério de Minas e Energia</p>	<p><b>Mitigar</b></p> <p>3.1 - Publicação da Resolução 02/2016. Art. 1 – Autoriza a ANP a postergar os prazos de vigência dos contratos da Rodada Zero com base nos novos Planos de Desenvolvimento;</p> <p>3.2 – Publicação da Resolução CNPE 17/2017. Estimula a cessão parcial ou total de contratos, em vez da devolução do campo. E, possibilita a redução de royalties sobre a produção incremental com base em novos planos de desenvolvimento.</p> <p>3.3 – Publicação da Resolução ANP 749/2018 que versa sobre a possibilidade de redução de royalties para até 5% da produção incremental. Busca-se aumentar a atratividade e incentivar a continuidade das operações, principalmente em campos maduros onde o descomissionamento se aproxima;</p> <p>3.4 – Publicação da Resolução ANP 785/2019 que disciplina o processo de cessão de contratos, a constituição de garantias sobre direitos emergentes, a alteração do controle societário das contratadas;</p> <p>3.5 – Constituição de grupo de trabalho com a participação de representantes do</p>

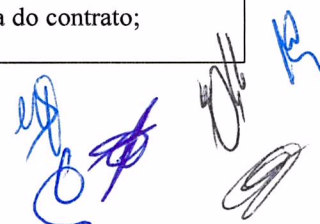


		<p>IBP/ABPIP, de empresas associadas e representantes desta Agência a fim de participar ativamente na elaboração de propostas e estudos, sobre incentivos fiscais e regulatórios visando induzir e aumentar as atividades de desenvolvimento e produção em campos maduros e marginais, assim como aumentar as atividades de descomissionamento das instalações durante a vida do contrato;</p> <p><b>3.6 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p>
<p>4 - Lacunas na regulamentação atual acerca das exigências para a realização das atividades de descomissionamento dentro das melhores práticas da indústria do petróleo.</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p> <p>4.1 – Revisão das Resoluções ANP 27 e 28/2006 e Resolução ANP 25/2014. Nova resolução que disciplinará o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes na fase de exploração e a devolução de área na fase de produção;</p> <p>4.2 - Consulta Pública 24/2019 visando obter subsídios e informações adicionais sobre a proposta de regulamentação associada ao descomissionamento de instalações de exploração e produção e à alienação e reversão de bens;</p> <p>4.3 – Aprimoramento contínuo dos contratos de concessão e dos mecanismos de fiscalização por parte da ANP;</p> <p><b>4.4 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p>



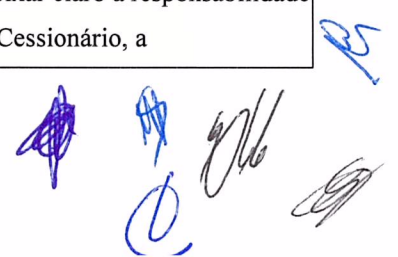


<p>5 - Aumento da inexecução das atividades de descomissionamento devido à falta de recurso das empresas de menor porte que se sagraram vencedoras no processo do Plano de Desinvestimento da Petrobras.</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p>	<p>5.1 – Aprimoramento contínuo dos contratos de concessão e dos mecanismos de fiscalização por parte da ANP;</p> <p>5.2. – Exigir as garantias financeiras para fins de descomissionamento das instalações para todos os campos que já se encontram na fase de produção;</p> <p>5.3 – Estabelecer um processo de gerenciamento das garantias para fins de descomissionamento e de revisão dos seus custos ao longo da vida do contrato;</p> <p>5.4 – Estabelecer um processo para a análise das condições financeiras das contratadas por meio das demonstrações financeiras auditadas, principalmente, para aquelas empresas que se utilizarão da garantia corporativa ou do alto seguro;</p> <p><b>5.5 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p>
<p>6 - Falta de capacidade técnica e financeira para a execução do contrato e, para o descomissionamento. Ausência de um mecanismo para acompanhar e avaliar continuamente se, a contratada mantém, ao longo da vida do contrato, suas condições técnicas, jurídico-fiscais e financeiras para o cumprimento de suas obrigações contratuais.</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p>	<p>6.1 – Aprimoramento contínuo dos contratos de concessão e dos mecanismos de fiscalização por parte da ANP;</p> <p>6.2 – Aprimoramento contínuo dos contratos de concessão e dos mecanismos de fiscalização por parte da ANP;</p> <p>6.3. – Exigir as garantias financeiras para fins de descomissionamento das instalações para todos os campos que já se encontram na fase de produção;</p> <p>6.4 – Estabelecer um processo de gerenciamento das garantias para fins de descomissionamento e de revisão dos seus custos ao longo da vida do contrato;</p>

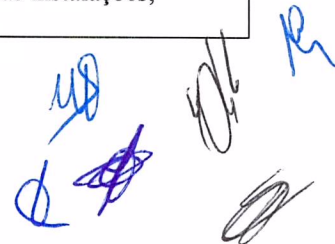




			<p>6.5 – Estabelecer um processo para a análise das condições financeiras das contratadas por meio das demonstrações financeiras auditadas, principalmente, para aquelas empresas que se utilizarão da garantia corporativa ou do alto seguro;</p> <p><b>6.6 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p>
<p>7 - Aumento de eventuais incertezas quanto a disponibilidade de fundos para a realização das atividades de descomissionamento considerando que a maior parte dessas atividades é realizada ao final da vida útil do campo, momento em que a geração de receitas é significativamente menor.</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p>	<p>7.1 – Aprimoramento contínuo dos contratos de concessão e dos mecanismos de fiscalização por parte da ANP;</p> <p>7.2. – Exigir desde o início da produção as garantias financeiras para fins de descomissionamento das instalações;</p> <p>7.3 – Estabelecer um processo de gerenciamento das garantias para fins de descomissionamento e de revisão dos seus custos ao longo da vida do contrato;</p> <p><b>7.4 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p>
<p>8 - Litígio entre Cedente(s) e cessionário(s) no que tange às obrigações relacionadas ao descomissionamento.</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p>	<p>8.1 – Aprimoramento contínuo dos contratos de concessão e dos mecanismos de fiscalização por parte da ANP;</p> <p>8.2 – Publicação da Resolução 785/2019 que disciplina o processo de cessão de contratos, a constituição de garantias sobre direitos emergentes, a alteração do controle societário das contratadas;</p> <p>8.3 – Visando deixar claro a responsabilidade entre Cedente e Cessionário, a</p>

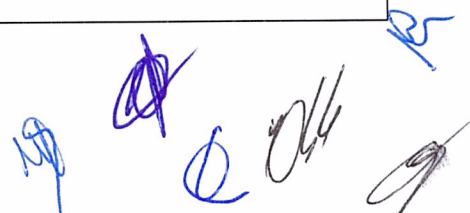


		<p>responsabilidade solidária da cessão, deve abranger: i) as obrigações constituídas em data anterior à transferência; e ii) as obrigações decorrentes de atividades realizadas em data anterior à transferência, ainda que constituídas somente em momento posterior.</p> <p>8.4 - Exigir quando da assinatura do termo aditivo da cessão de contratos, as garantias financeiras para fins de descomissionamento das instalações;</p> <p>8.5 – Estabelecer um processo de gerenciamento das garantias para fins de descomissionamento e de revisão dos seus custos ao longo da vida do contrato;</p> <p>8.6 – Exigir quando da assinatura do termo aditivo de cessão de contratos, todo o inventário do passivo, assim como as responsabilidades acordadas entre o Cedente e o Cessionário para fins de descomissionamento;</p> <p><b>8.7 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p>
<p>9 - Resistência a mudanças por parte dos contratados</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p> <p>9.1 – Aprimoramento contínuo dos contratos de concessão e dos mecanismos de fiscalização por parte da ANP;</p> <p>9.2 – Participar em conjunto com os representantes do IBP/ABPIP, de empresas associadas e representantes desta Agência a fim de participar ativamente na elaboração de propostas e estudos, das garantias financeiras e o modelo de aporte para fins de descomissionamento das instalações;</p>





		<p><b>9.3 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono;</b></p> <p>9.4 – Promover Consulta Pública visando obter subsídios e informações adicionais sobre a proposta de regulamentação associada às garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações;</p> <p>9.5 – Promover reuniões constantes e eventual Workshop com representantes do IBP/ABPIP, de empresas associadas e com investidores interessados no Plano de Desinvestimento da Petrobras.</p>
<p>10 – Comunicação ineficaz</p>	<p>- Diretoria Colegiada</p>	<p><b>Mitigar</b></p> <p><b>10.1 – Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento e abandono.</b></p> <p>10.2 – Promover Consulta Pública visando obter subsídios e informações adicionais sobre a proposta de regulamentação associada às garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações;</p> <p>10.3 – Promover reuniões constantes e eventual Workshop com representantes do IBP/ABPIP, de empresas associadas e com investidores interessados no Plano de Desinvestimento da Petrobras;</p> <p>10.4 – Publicação no site institucional da ANP, os aspectos gerais da proposta de regulamentação associada às garantias financeiras para fins de descomissionamento de instalações.</p>





### •Estratégia de Implementação

76- Conforme podemos observar na planilha acima, visando mitigar os possíveis impactos dos riscos mapeados, a ação - **“Elaboração da minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento das instalações”** – é comum a todos os riscos mapeados.

77- Assim, não resta dúvida que a elaboração da referida minuta deve ser tratada de forma prioritária como uma estratégia de implementação, para ser discutida em consulta e audiência públicas, dando total transparência e publicidade as ações desta Agência.

78- Como conclusão, focar na elaboração da referida minuta de resolução, como o primeiro passo na estratégia de implementação, é o objetivo principal desta Nota Técnica, qual seja: expor os fundamentos técnicos e regulatórios para a proposição de resolução que disciplinará os procedimentos para apresentação de garantias financeiras para fins do descomissionamento de instalações.

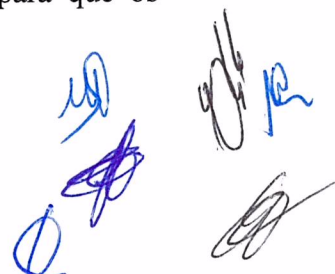
### •Estratégia de Fiscalização e Monitoramento

79- A fiscalização e o monitoramento são processos contínuos e cíclicos que a Unidades Organizacionais da ANP deverão sempre buscar, para avaliar e discutir, a continuidade das ações relacionadas ao plano de resposta visando atingir o objetivo final que é garantir o descomissionamento de instalações no final da vida útil de um campo.

80- Essa etapa é responsável por garantir que tudo o que foi mapeado durante o levantamento dos riscos e do seu respectivo plano de resposta está sendo implementado e internalizado pela ANP, possibilitando a execução de ações preventivas e as correções de rumo ao longo do tempo no que tange ao descomissionamento.

81- Assim, conforme exposto, reforçamos que o primeiro passo é editar a minuta de resolução que disciplinará as garantias financeiras para fins de descomissionamento, para garantir a sua publicação ainda no primeiro semestre de 2020.

82- Após sua publicação, a Resolução prevê a concessão de prazo para que os operadores se adequem ao novo regulamento.



83- A fiscalização e o monitoramento continuarão permanentemente, para garantir que as atividades de descomissionamento sejam realizadas, possibilitando o desenvolvimento de uma base de dados própria da ANP dos valores dos custos de descomissionamento.

### III – REFERÊNCIA LEGAL

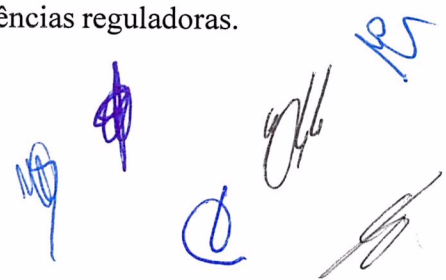
84- A Constituição Federal de 1988 representou um marco na seara do Direito do Petróleo, na medida em que traçou um panorama econômico, político e social, de forma a limitar o papel estatal no domínio econômico. Nesse ponto, as Emendas Constitucionais nº 6 a 9/1995, visando a adequar a ordem econômica, reduziram a atuação do Estado em setores considerados estratégicos, tal como o petróleo.

85- Assim, o art. 20 da Carta Magna, ao dispor sobre bens da União, estabelece o domínio da União sobre os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva, bem como sobre os recursos do subsolo, como sendo aqueles que visam proteger a economia do país, relacionados nos incisos V, VIII e IX do mesmo artigo.

86- Com efeito, conforme expressa o art. 177 da Constituição, o monopólio tornou-se flexível, eis que, embora a propriedade dos recursos do subsolo seja da União Federal, o exercício então concedido à Petrobras tornou-se aberto a empresas privadas por meio da celebração de contratos de concessão – para as atividades de *upstream*.

87- Nesse contexto, foi aprovada, em 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.478, que prevendo um regime jurídico específico para o setor de petróleo e gás no Brasil, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

88- Dentre as atribuições conferidas à ANP, a Lei do Petróleo estabeleceu a autonomia normativa técnica, ao prever, v. g., no art. 19, procedimento que deve preceder à edição de “*normas administrativas que impliquem afetação de direitos dos agentes econômicos*”. Esse poder foi reforçado pela recente Lei nº 13.848/2019, que dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras.





### III.1 Competência da ANP sobre a regulação do tema

89- Como Agência Reguladora, a ANP é submetida a regime autárquico especial, o que lhe confere poder normativo técnico, ou seja, atribuição, delegada por meio de sua respectiva lei, para editar normas técnicas complementares de caráter geral. Trata-se tão somente do poder de estabelecer regulamentação sobre matéria de ordem técnica, que, por ser extremamente particularizada, não poderia mesmo estar disciplinada na lei<sup>1</sup>

90- Por essa razão, o poder normativo conferido à ANP não viola o princípio da legalidade, mas decorre dela. Assim, ele é realizado obedecendo aos parâmetros estabelecidos em normas maiores, especialmente a lei que institui o ente e determina as normas gerais da atividade em questão.

91- Nesse sentido, apesar da maior ou menor magnitude de poder normativo legalmente outorgado nas suas esferas de atuação, a ANP – como todas as Agências Reguladoras – possui competências normativas calcadas em *standards*, ou seja, em palavras dotadas de baixa densidade normativa, às vezes meramente habilitadoras, devendo exercer estas competências na busca da realização das finalidades públicas – também genéricas – fixadas nas respectivas leis.<sup>2</sup>

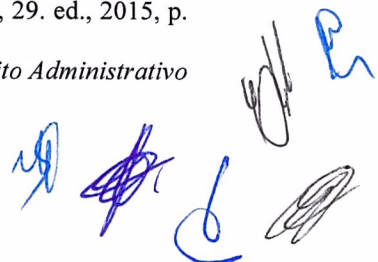
92- Utilizando-se dessa prerrogativa, e frente a um cenário de falha regulatória acerca das garantias financeiras, a ANP entendeu necessário regulamentar, por meio de Resolução, os procedimentos para apresentação de garantias financeiras referentes ao descomissionamento de instalações de campos de petróleo e gás natural.

93- Até o presente momento, a figura das garantias financeiras encontra amparo tão somente nos contratos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, que, por sua vez, remete à “legislação aplicável” ou deixa em aberto a possibilidade de apresentação de “outras garantias”, sem, contudo, especifica-las.

94- A título elucidativo, cumpre reproduzir o que estabelecem as cláusulas 18.14 e 18.8 do Contrato de Concessão das 10ª e 12ª Rodadas, respectivamente:

<sup>1</sup> JOSÉ DOS SANTOS CARVALHO FILHO, *Manual de Direito Administrativo*, Atlas, 29. ed., 2015, p. 499.

<sup>2</sup> ALEXANDRE SANTOS DE ARAGÃO, *Agências Reguladoras e a Evolução do Direito Administrativo Econômico*, Rio de Janeiro: Forense, 2003.





*18.14 O Concessionário apresentará, quando solicitado pela ANP, uma garantia de desativação e abandono, através de seguro, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com a legislação brasileira aplicável. (g.n.)*

*18.8 O Concessionário apresentará uma garantia de desativação e abandono, através de seguro-garantia, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com o Plano de Desenvolvimento aprovado e com a Legislação Aplicável. (g.n.)*

95- Percebe-se, portanto, um amplo espaço deixado pelo contrato para a atuação normativa da ANP que, se não observada, acaba por criar um ambiente de insegurança jurídica e incertezas para o concessionário ou contratado.

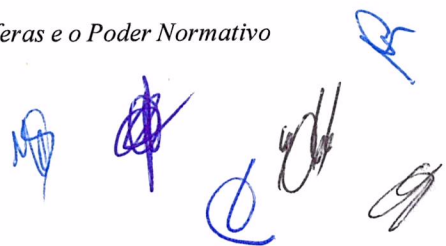
96- Destarte, é fundamental a manutenção da observância aos contratos firmados, a partir dos quais permanece a ANP com o poder de emitir normas genéricas e abstratas a respeito das atividades concedidas/contratadas. Grande desconfiança seria gerada caso as normas da ANP contrariassem o contrato<sup>3</sup>. Esse é o entendimento de Alexandre Aragão, que assim expõe:

*Em regra, estas normas deverão se desenvolver apenas no espaço de normatização/integração deixada pelos próprios editais de licitação ou contratos de concessão através de lacunas, de remissões à regulamentação da agência ou da utilização de conceitos jurídicos indeterminados (ex.: boas práticas da indústria do petróleo) que podem ser densificados pela Agência sempre na senda da persecução da política pública traçada para o setor<sup>4</sup>.*

97- Assim sendo, diante das remissões contratuais à regulamentação da ANP, bem como da imprescindibilidade de regular matéria tão cara ao setor petrolífero, atua a ANP, por meio da elaboração da pretendida Resolução, no seu poder-dever normativo.

<sup>3</sup> MARILDA ROSADO DE SÁ RIBEIRO, *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*, RENOVAR, 2. ed., 2003, p. 319.

<sup>4</sup> ALEXANDRE SANTOS DE ARAGÃO, *As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da ANP*, Revista de Direito da APERJ, vol. 9, pp. 57-58.



### III.2 A Minuta da Resolução e sua aplicabilidade aos Contratos de E&P vigentes

98- Consoante já explicitado acima, a Minuta da Resolução sobre Garantias Financeiras referentes ao Descomissionamento tem por escopo atribuir maior segurança à União e aos concessionários/contratados, além de resguardar o meio ambiente das eventuais consequências advindas do descomissionamento de instalações em campos de petróleo e gás natural. Busca-se, dessa forma, a realização das finalidades públicas fixadas na respectiva lei.

99- Ao regulamentar a matéria por exigência e mesmo por lacuna dos próprios contratos, pretende a Minuta consolidar o tema referente às garantias financeiras, visando à sua aplicação, tanto aos contratos de E&P em vigor, quanto às futuras avenças.

100- O contrato é fonte originária de obrigações e direitos do particular e de poderes e de sujeições da Administração Pública, integrando os editais de licitação e os contratos de E&P de per se o marco regulatório da indústria do petróleo<sup>5</sup>. Assim, segundo o art. 8º, V, da Lei 9.478/97, a ANP tem entre suas funções primordiais “*elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua execução.*”

101- Com base no amplo poder conferido pela Lei do Petróleo à ANP para elaborar os seus contratos de E&P, é possível afirmar que a Agência possui autonomia contratual para criar cláusulas contratuais, inclusive abertas, a demandar, muitas das vezes, regulamentação superveniente.

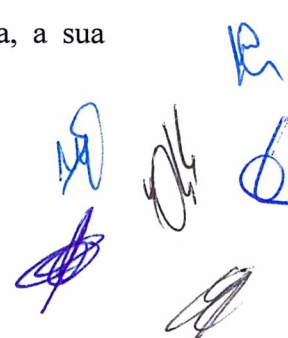
102- Com efeito, à ANP foi conferido amplo poder criativo de, interpretando e integrando a Lei, desenvolver seus objetivos maiores, muito além de estar apenas executando determinado inciso ou alínea legal. Logo, seria irrazoável considerar que todas as cláusulas estariam hermeticamente esgotadas na norma.

103- Exsurge daí a necessidade de preencher tais cláusulas abertas, a partir, no presente caso, de Resolução, a disciplinar a matéria contratual atinente às garantias financeiras.

104- Sabe-se que as Resoluções possuem natureza de atos administrativos normativos e, como tal, passíveis de produzir efeitos externos. Por via de consequência, a sua

---

<sup>5</sup> Idem, *Revista Brasileira de Petróleo, Gás e Energia*, 2006, vol. 5, p.80.





incidência é mais abrangente se comparada à dos contratos – que só produz efeitos entre as partes.

105- Nessa ordem de ideias, em termos hierárquicos, o setor petrolífero é regulado pelos ditames constitucionais, legais, assim como pelos regulamentos presidenciais, pelos regulamentos do Conselho Nacional de Política Energética e, por fim, pela ANP<sup>6</sup> – a partir de seus regulamentos próprios: Resoluções, Portarias etc.

106- Assim, em que pese a Minuta de Resolução de garantias objetivar clarificar e suprir lacunas existentes nos contratos de E&P em vigor, servirá como fundamento de validade destes e por estes deverá ser observada.

107- Destarte, as cláusulas contratuais quanto à apresentação de garantias para o descomissionamento devem observância à futura Resolução – que disciplina a matéria de competência específica da ANP – e necessitam ser executadas sempre em consonância com esta.

108- Diante disso, esta Minuta de Resolução propõe evitar lacunas ou indefinições que possam vir a trazer insegurança às partes na execução dos contratos de E&P vigentes e assegurar, assim, a segurança jurídica que deve orientar os investimentos no setor.

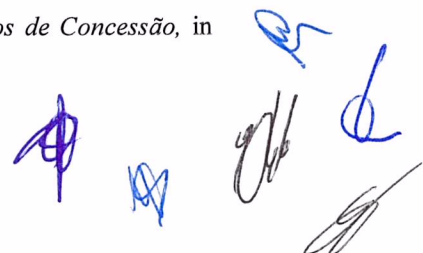
### III.3 A Responsabilidade nos casos de Cessão de Direitos e Obrigações

109- A indústria do petróleo tem ciclos macro, e uma dinâmica própria de negócios. Um dos vetores desses negócios é a cessão de direitos entre empresas de petróleo, que mudam posições de sua carteira de ativos pelo mundo, atendendo às reorientações de seus interesses<sup>7</sup>.

110- A Constituição Federal admite expressamente a possibilidade de cessão das concessões em seu art. 176, §3º, desde que haja prévia anuência do poder concedente, no âmbito das concessões minerárias, dentre as quais incluem-se as petrolíferas.

<sup>6</sup> Idem, *As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da ANP*, Revista de Direito da APERJ, vol. 9, p. 51.

<sup>7</sup> MARILDA ROSADO DE SÁ RIBEIRO, *A Cessão de Participação nos Contratos de Concessão*, in IBDP, 1. ed., 2006, p. 1.



111- No caso dos direitos relativos ao petróleo e gás, a Lei 9.478/97 dispõe sobre a cessão de direitos do contrato de concessão, nos termos do art. 29 e seu parágrafo único:

*Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25.*

*Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP.*

112- Quanto ao regime de partilha de produção, a Lei nº 12.351/2010 prevê o instituto da cessão em seu art. 31:

*Art. 31. A cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção somente poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, observadas as seguintes condições:*

*I - preservação do objeto contratual e de suas condições;*

*II - atendimento, por parte do cessionário, dos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia; e*

*III - exercício do direito de preferência dos demais consorciados, na proporção de suas participações no consórcio.*

*Parágrafo único. A Petrobras somente poderá ceder a participação nos contratos de partilha de produção que obtiver como vencedora da licitação, nos termos do art. 14.*

113- Assim, o arcabouço normativo que rege a matéria garante ao concessionário ou contratado o direito de ceder, total ou parcialmente, os direitos provenientes do contrato firmado com a ANP.

114- A figura da cessão de direitos também se encontra albergada nos contratos de Concessão e nos de Partilha de Produção, cuja redação vem sofrendo constantes modificações.





115- No contrato da Primeira Rodada de Licitações, já era admitida a cessão, com procedimento de submissão, pelo concessionário, de um documento que posteriormente receberia a aprovação da ANP.

116- Na Segunda Rodada de Licitações, como decorrência da alteração da sistemática introduzida, deixou de ser necessária a prévia aprovação do documento de cessão. A formalização junto à Agência passou a se dar por intermédio de aditivo ao contrato.

117- Por ocasião da Sexta Rodada de Licitações, em 2004, foram focalizados alguns aspectos merecedores de revisão, dentre os quais a questão da indivisibilidade do contrato. Outro ponto passível de esclarecimento era o da responsabilidade entre cedente e cessionário, eis que persistia a previsão de solidariedade entre estes<sup>8</sup>.

118- Seguindo a mesma linha, a Décima Quinta Rodada de Licitações manteve em seu contrato a cessão, condicionada à indivisibilidade dos direitos e obrigações, além de exigir observância à responsabilidade solidária, nos termos da legislação aplicável.

#### ***Participação Indivisa nos Direitos e Obrigações***

*1.1. A Cessão no todo ou em parte da Área de Concessão será sempre de uma participação indivisa nos direitos e obrigações do Concessionário, respeitada a responsabilidade solidária entre o cedente e o cessionário nos termos da Legislação Aplicável. (g.n.)*

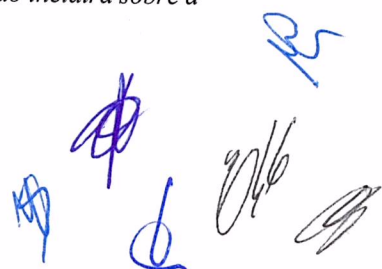
119- Nesse cenário, visando a disciplinar o processo de cessão de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, a constituição de garantias sobre direitos emergentes desses contratos, dentre outras providências, foi editada a Resolução ANP nº 785, de 16 de maio de 2019.

120- A norma regulatória, ao dispor, no Capítulo III, sobre a transferência da titularidade de direitos e obrigações, resguarda a ANP e a União face às obrigações contraídas pela cedente e cessionária, por meio da responsabilidade solidária entre estas. Com efeito, prevê o art. 8º e parágrafo único, da Resolução:

*Art. 8º A transferência, total ou parcial, da titularidade de direitos e obrigações decorrentes do contrato de E&P objeto da cessão incidirá sobre a*

---

<sup>8</sup> Idem, p. 11.



*participação da cedente no respectivo contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária entre cedente e cessionária pelas obrigações perante a ANP e a União. (g.n.)*

*Parágrafo único. A responsabilidade solidária a que se refere o caput abrange:*

*I - as obrigações constituídas em data anterior à transferência; e (g.n.)*

*II - as obrigações decorrentes de atividades realizadas em data anterior à transferência, ainda que constituídas somente em momento posterior.*

121- Desse modo, entende-se por responsabilidade solidária aquela em que na mesma obrigação concorre mais de um credor, ou mais de um devedor, cada um com direito, ou obrigado, à dívida toda. Ademais, a solidariedade não se presume, somente decorre de previsão legal ou contratual<sup>9</sup>.

122- Logo, embora se admita a cessão total ou parcial dos contratos de E&P – casos em que, em regra, o cessionário se sub-roga nos direitos e obrigações do cedente – determinadas hipóteses ensejam a responsabilidade solidária, devendo a obrigação ser partilhada por ambas as partes.

123- No âmbito das garantias financeiras referentes ao descomissionamento de instalações, a Minuta da Resolução em tela estabelece o procedimento para os casos de cessão de contratos, a saber:

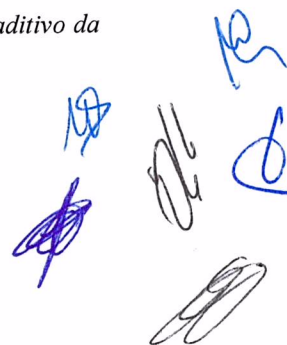
## CAPÍTULO VI

### DA CESSÃO DE CONTRATOS

*Art.56. A cessionária, no âmbito do processo de cessão de contratos, deverá apresentar:*

*I - garantias financeiras referentes ao descomissionamento de instalações, que deverão ser aprovadas como condição para a assinatura do termo aditivo da cessão; e*

<sup>9</sup> Art. 264 e 265, do Código Civil de 2002.





*II - documento assinado pelas partes identificando valores, que serão ressarcidos pela cedente à cessionária, e prazos relativos às atividades de descomissionamento quando aplicável.*

*§ 1º A cessionária poderá solicitar revisão do valor a ser garantido anualmente por meio da atualização do MAP em função de alteração dos valores do custo de descomissionamento com base em uma revisão do capítulo do PD do campo que contém tais informações.*

*§ 2º A cedente deverá manter as garantias financeiras já apresentadas para o campo até a data efetiva de início de vigência do termo aditivo de cessão.*

*§ 3º Após a data efetiva de início de vigência do termo aditivo de cessão, a ANP iniciará o processo de devolução das garantias fornecidas pela cedente.*

*§ 4º As obrigações do cedente relativas às garantias financeiras para o descomissionamento de instalações findam na data efetiva de início de vigência do termo aditivo de cessão, sem prejuízo da responsabilidade solidária entre cedente e cessionária, conforme legislação aplicável (g.n.).*

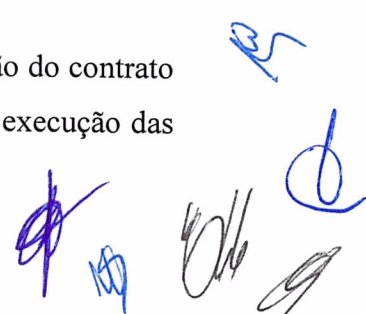
124- A Minuta em análise, notadamente quanto ao Capítulo referente à cessão de contratos acima descrito, deve ser lida em conjunto e em observância à Resolução ANP nº 785/2019. No entanto, no que se refere às obrigações acerca da apresentação de garantias por ocasião de cessão contratual, a Minuta passa a ser norma especial, cuja observância prevalece.

125- Nessa toada, no que concerne às obrigações relativas às garantias financeiras para o descomissionamento de instalações, no caso de cessão contratual, as garantias do cedente findam quando do início da vigência do termo aditivo de cessão.

126- Assim, a responsabilidade da cessionária quanto às garantias começa quando termina a responsabilidade da cedente. Esta é, portanto, a regra firmada na norma regulatória.

127- Existem, todavia, obrigações cuja natureza ou o momento de sua constituição atraem a aplicação da responsabilidade solidária, a recair sobre a cedente, a cessionária ou sobre ambas.

128- É o caso, v. g., das obrigações constituídas em data anterior à cessão do contrato (art. 8º, parágrafo único, I, RANP nº 785/2019). Tais obrigações, como a execução das



atividades de descomissionamento, se originadas pelo cedente e ainda não resolvidas quando da cessão contratual, continuam a ensejar a responsabilidade do cedente e do novo entrante, o cessionário<sup>10</sup>.

129- Por óbvio, não se incluem neste dispositivo as garantias financeiras, uma vez que quanto a estas ocorre a novação – a criação de uma nova obrigação (garantia) em substituição à anterior e originária. Ademais, as garantias constituídas em data anterior a cessão, pelo cedente, incidem no caso específico previsto no citado §4º do art. 56 da Minuta de Resolução.

130- É dizer, na cessão de contratos, as obrigações *stricto sensu* decorrentes de quaisquer atividades referentes ao descomissionamento – abandono de plataformas, desocupação de instalações etc – se constituídas em data anterior à transferência contratual, são solidárias, devendo responder tanto o cedente quanto o cessionário.

131- Quando se tratar de garantias para o descomissionamento de instalações, a obrigação do cedente quanto a estas finda quando da aprovação da garantia apresentada pelo cessionário, não havendo se falar em solidariedade.

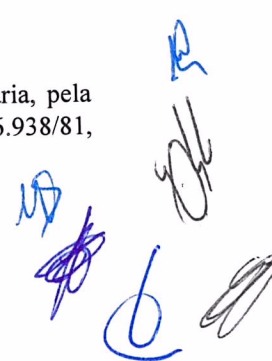
132- Destarte, pela leitura sistemática da Minuta em conjunto com a Resolução ANP nº 785, bem como todo o aparato normativo supramencionado, é possível concluir que na cessão de direitos e obrigações de E&P, respondem solidariamente o cedente e o cessionário pelas obrigações de descomissionamento constituídas anteriormente à transferência contratual, exceto quanto às garantias para o descomissionamento de instalações, caso em que a responsabilidade do cedente cessa quando da data efetiva de início de vigência do termo aditivo de cessão, após a aprovação da nova garantia apresentada pelo cessionário.

#### IV – ANÁLISE DOS ASPECTOS TÉCNICOS DA PROPOSTA:

133- A seguir são discutidos os aspectos técnicos, e suas respectivas motivações, relativos aos itens incorporados na proposta de resolução.

---

<sup>10</sup> Nos casos de reparação de dano ambiental, a responsabilidade é igualmente solidária, pela aplicação da teoria do risco integral ao poluidor/pagador prevista no artigo 14, parágrafo 1º da Lei 6.938/81, combinado com o artigo 942 do Código Civil.





#### IV.1- Modalidades de Garantias

- 134- A regulamentação dos tipos de garantia adequados a caucionar a obrigação de descomissionamento confere segurança jurídica à indústria, isso porque o contrato trouxe a obrigação da apresentação de tais garantias sem definir, contudo, as balizas normativas desta obrigação.
- 135- A regulamentação, assim, descreve os procedimentos para apresentação de garantias financeiras referentes ao descomissionamento, os critérios de cada modalidade, define seu prazo de validade, suas cláusulas essenciais, seus limites e vedações e, ainda, seus procedimentos de execução.
- 136- Objetivou-se, com tais disposições, eliminar lacunas regulatórias que dificultavam a real utilização das modalidades de garantias previstas nos contratos.
- 137- Portanto, para que a garantia seja acatada pela Agência é preciso que o contratado cumpra as disposições previstas no normativo a ser editado.
- 138- Além da análise dos requisitos de forma das garantias, é importante apontar a possibilidade de a administração recusar motivadamente uma garantia apresentada, solicitando sua troca por outra modalidade, se considerar que ela não se mostra idônea a garantir a obrigação de descomissionamento prevista no contrato.
- 139- A embasar tal posicionamento o Parecer nº 56/2011/PF-ANP/PGF/AGU apontou que:

*“Embora pareça óbvio não é demais lembrar que a garantia contratual tem uma finalidade: garantir a execução do contrato. É imprescindível que aquela oferecida seja adequada e bastante para tal fim, o que pode e deve ser auferido pelo administrador. Com efeito, “uma garantia que não garante” não tem qualquer sentido. Realmente, a garantia tem que ser idônea e isso pode (e deve) ser aferido pelo administrador”*

- 140- Assim, a aceitação da garantia, é colocada dentro da esfera de conveniência da Agência Reguladora. Portanto, a administração deve observar o interesse público, a proporcionalidade, as razões do concessionário, e os riscos das garantias apresentadas na análise de sua admissibilidade.





141- Atente-se que qualquer recusa deve ser extensamente motivada. Por óbvio, cumprido os requisitos formais previstos na resolução, a não aceitação de uma garantia, só deve ocorrer caso, observando-se o interesse público primário, haja reais motivos de fato e de direito aptos a afastar tal aceitação.

142- Passa-se agora a análise de cada modalidade de garantia. No total foram definidas cinco modalidades, quais sejam: i) Carta de Crédito; ii) Fundo de Provisionamento; iii) Garantia Corporativa; iv) Penhor de Petróleo e Gás Natural e v) Seguro Garantia. Todas foram desenvolvidas a partir de critérios discutidos no âmbito das reuniões realizadas no grupo de trabalho com a participação de representantes do IBP, de empresas associadas do IBP e com representantes desta Agência.

#### **IV.1.a) Carta de Crédito**

143- A carta de crédito é uma modalidade de garantia financeira consagrada pelo uso tanto pelas empresas petrolíferas quanto pela ANP no que diz respeito à apresentação de oferta individual para outorga de contratos de E&P seja no modelo de concessão seja na partilha de produção.

144- A carta de crédito é usada não somente para fins de oferta individual em sessão pública para outorga de contratos de E&P, mas também como modalidade de garantia para o programa exploratório mínimo, um dos componentes da oferta que é levado em consideração na pontuação que leva à escolha da empresa petrolífera ou consórcio vencedor do certame para exercer por sua conta e risco, os contratos de E&P.

145- A carta de crédito como modalidade de garantia de descomissionamento está prevista expressamente em contratos de E&P desde a terceira rodada de licitação de blocos exploratórios no modelo de concessão e desde a primeira rodada de áreas inativas com acumulações marginais de petróleo e gás natural.

146- A carta de crédito é tida como um instrumento de transação comercial universalmente aceito, que envolve de um lado, a empresa petrolífera como compradora do crédito e que é a tomadora do risco, e de outro, o beneficiário do crédito que é no caso a ANP como destinatária e que tem a prerrogativa de sacar o valor nominal da carta de crédito no todo ou em parte mediante os documentos que a integram, ou seja, a Ordem de Pagamento e o Comprovante de Saque. A carta de crédito possui ainda o Comprovante



de Redução do valor nominal e o Comprovante de Conclusão quando a empresa petrolífera comprova respectivamente a realização parcial e total das atividades que geraram a obrigação.

147- A carta de crédito é emitida por uma instituição bancária que é a garantidora do pagamento do valor nominal em caso de saque pela beneficiária. A instituição bancária exige em contrapartida que a empresa petrolífera, tomadora do crédito, apresente uma contragarantia equivalente ao valor da carta de crédito que pode se dar por meio de uma operação bancária. A carta de crédito possui capacidade de exequibilidade e alta liquidez e sua aceitação já está estabelecida no mercado bancário.

148- Embora prevista em contratos de E&P, a aplicabilidade desta modalidade ainda não dispõem de regulamentação quanto à parâmetros de aplicação e execução para os casos de descomissionamento.

149- A utilização da carta de crédito para fins de garantia para o descomissionamento de instalações de produção, deve levar em consideração o fator tempo e o fator financeiro inerente à estimativa de custo das atividades de descomissionamento desde o primeiro momento de emissão até o final do contrato contratos de E&P outorgado.

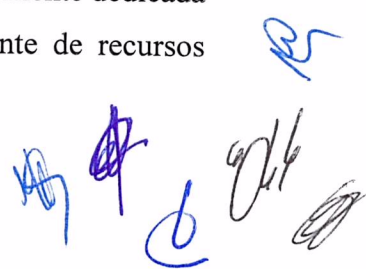
150- Por meio da regulamentação que ora se pretende, a modalidade de carta de crédito se apresenta como uma modalidade com alta capacidade de exequibilidade e liquidez contribuindo para a eliminação da lacuna regulatória e assegurando ao mesmo tempo a segurança jurídica.

#### **IV.1.b) Fundo de Provisionamento**

151- O fundo de provisionamento como modalidade de garantia de descomissionamento está previsto desde a terceira rodada de licitação de blocos exploratórios no modelo de concessão e desde a primeira rodada de áreas inativas com acumulações marginais de petróleo e gás natural.

152- Como modalidade de garantia financeira para o descomissionamento, foi muito pouco utilizada. A falta de parâmetros e mecanismos pré definidos gerava percepção por parte das empresas petrolíferas de dúvidas sobre como seria a sua instrumentalização.

153- Esta conta corrente tem como principal característica, ser especialmente dedicada para receber depósitos como reserva de valor para compor o montante de recursos





financeiros que equivale ao custo de descomissionamento de instalações. A empresa petrolífera só poderá realizar operações de qualquer natureza, seja de crédito, seja de débito, mediante a expressa anuência da ANP.

154- A fim de se adequar à realidade do mercado das atividades de descomissionamento, especialmente dos campos marítimos, a minuta de resolução prevê que os recursos financeiros necessários para a garantia do descomissionamento possam ser depositados tanto em moeda nacional quanto em dólar norte americano, tendo a ANP como beneficiária para atender exclusivamente à cobertura de gastos previstos em atividades de descomissionamento de instalações.

155- O fundo de provisionamento possui a maior capacidade de exequibilidade e liquidez uma vez que se constitui de recursos financeiros depositados em conta corrente vinculada à ANP assegurando assim a imediata disponibilidade destes recursos.

156- Os mecanismos de aceitação dessa modalidade foram estabelecidos pela ANP de forma a assegurar o correto cumprimento das obrigações da contratada, quais sejam:

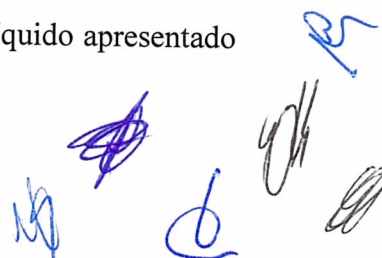
- a. somente serão aceitos depósitos em conta-vinculada aberta em instituição bancária com representação no país e registrada no Banco Central do Brasil;
- b. o provisionamento poderá ser realizado em moeda nacional ou em dólar norte-americano;
- c. os valores provisionados somente poderão ser aplicados em fundos de investimento exclusivamente de “renda fixa” ou “cambiais”; e
- d. o saque ou movimentação, total ou parcial poderá ser realizado somente após anuência da ANP.

#### **IV.1.c) Garantia Corporativa**

157- A garantia corporativa é uma modalidade de garantia financeira por meio da qual uma empresa garantidora do mesmo grupo societário da contratada ou a própria contratada assegura à ANP, com base na capacidade de solvência financeira, o cumprimento das obrigações de descomissionamento de instalações de produção de petróleo e gás natural.



- 158- Esta modalidade foi desenvolvida e baseia-se na robustez financeira da garantidora, por meio da análise das demonstrações financeiras auditadas por auditor independente.
- 159- Por meio da análise das demonstrações financeiras auditadas por auditor independente, vislumbra-se a situação patrimonial verificando-se como é formada a estrutura de capital da empresa por meio de compilação de índices financeiros. Essencialmente, busca-se verificar o comportamento dos índices de liquidez, em conjunto com índices de estrutura e composição do capital, atrelados aos índices de rentabilidade da atividade da empresa. A análise das demonstrações financeiras leva em conta, portanto, a capacidade financeira de a empresa garantidora solver a obrigação de descomissionamento vis-à-vis seu patrimônio líquido e a capacidade futura de geração de caixa ou equivalentes à caixa, sem prejuízo da análise da opinião emitida por meio de um parecer de auditor independente.
- 160- A modalidade de garantia corporativa atende à reivindicação dos participantes da indústria, pois foi fruto de um amplo entendimento de que a garantia corporativa emitida por uma empresa garantidora do mesmo grupo societário ou pela própria contratada pode integrar o rol de modalidades de garantias financeiras para o descomissionamento de instalações de produção de petróleo e gás natural.
- 161- A formalização da garantia corporativa se dá por meio de um modelo de contrato com cláusulas pré-determinadas pela ANP que se reveste das formalidades de um título executivo extrajudicial.
- 162- A garantia corporativa dada pela empresa garantidora a torna conjunta e solidariamente responsável pela obrigação de descomissionar as instalações de produção de petróleo e gás natural, sendo no caso em particular da garantia corporativa, obrigada a pagar uma quantia em espécie estabelecida no contrato formalizado.
- 163- Este contrato tem natureza de um passivo contingente e por esse motivo, as empresas petrolíferas devem atender e observar os critérios de reconhecimento e bases de mensuração apropriados aos passivos contingentes para que sejam divulgadas informações suficientes nas notas explicativas para permitir que os usuários entendam a sua natureza, oportunidade e valor.
- 164- A ANP adotou como premissa preliminar, limitar a aceitação da garantia corporativa a 25% (vinte e cinco por cento) do valor do patrimônio líquido apresentado



por meio das demonstrações financeiras mais recentes acompanhadas de parecer de auditor independente.

165- Este entendimento técnico tem como objetivo minimizar o risco e, está em consonância com os parâmetros publicados pelo *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* do Reino Unido<sup>11</sup> com relação aos riscos associados as empresas que possuem obrigações de descomissionamento de instalações. Empresas cujas as obrigações de descomissionamento correspondam até 50% de seu patrimônio líquido são consideradas de baixo risco.

166- Adicionalmente, o *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM), órgão regulador da produção de óleo e gás *offshore* dos EUA, estabeleceu diretrizes para o instituto da garantia corporativa (autosseguro). A matéria foi objeto do Regulamento NTL 2016-N01, que definiu requisitos de gerenciamento das garantias. O critério foi baseado na capacidade financeira das companhias, tendo como premissa não exceder 10% do PL da empresa garantidora. Este limite, contudo, está sendo revisto em atendimento ao documento *order* nº 3350 emitida pela *Secretary of the Interior – Washington DC*.

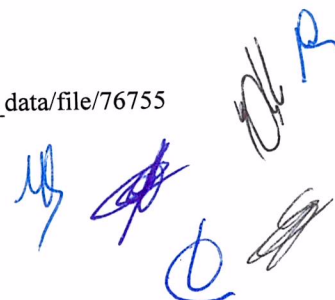
167- Assim, entende-se que comprometer 25% do patrimônio líquido com garantias corporativas para fins de descomissionamento, a princípio, é adequado ao contexto dos contratos de E&P no Brasil.

#### IV.1.d) Penhor de Petróleo e Gás Natural

168- A ANP tem uma previsão legal nos contratos de concessão e de partilha da produção para aceitar o penhor de óleo como garantia para que o PEM seja efetuado em conformidade com o proposto pela contratada.

169- O penhor de óleo utilizado no PEM depende do portfólio de um Concessionário, o qual utiliza de um ou mais ativos para garantir que as atividades mínimas de exploração serão realizadas. No caso de insucesso da realização do programa exploratório, a ANP executaria o penhor.

<sup>11</sup>[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/767558/Financial\\_Assurance\\_Process\\_-\\_for\\_consultation\\_Dec\\_2018.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/767558/Financial_Assurance_Process_-_for_consultation_Dec_2018.pdf)





- 170- Semelhantemente do penhor de óleo dado como garantia do PEM, será considerado para a garantia de descomissionamento do campo, o petróleo e gás natural associado que se encontra na rocha reservatório.
- 171- Esse fato contribuiu para a ANP aceitar essa modalidade como garantia para a desativação de um campo, visto que a exploração de hidrocarbonetos é amplamente difundida no território nacional.
- 172- A vantagem dessa modalidade é que o concessionário não precisa levantar recursos financeiros para constituir garantias, semelhantemente a modalidade da garantia corporativa, o que possibilitaria a empresa realizar novos investimentos na área. Pode-se entender que não há custos no penhor de petróleo.
- 173- Em termos de fiscalização para a ANP, há uma certa complexidade, haja vista a grande quantidade de campos, a periodicidade de verificação das inúmeras variáveis presentes na fórmula do penhor como o preço do barril, a taxa de câmbio e o volume da reserva, a serem comparadas com o custo de descomissionamento do campo e, como mencionado anteriormente, o controle das cessões de contratos garantidores.
- 174- Além disso, muito embora um concessionário conte com a reserva de um campo de petróleo ou gás natural e possa usar dessa como demonstração da capacidade técnico-econômica da empresa e como fonte para angariar investidores, o recurso somente passa a ser de propriedade daquele agente após a definitiva produção do hidrocarboneto, após passar pelos medidores fiscais.
- 175- Os mecanismos de aceitação dessa modalidade de garantia foram estabelecidos pela ANP de forma a assegurar o correto cumprimento das obrigações da contratada, quais sejam:
- a. que a extração do primeiro óleo tenha ocorrido há pelo menos dois anos;
  - b. a produção se mantenha há pelo menos dois anos;
  - c. as reservas provadas suportem a curva de produção comprometida;
  - d. o petróleo e o gás natural produzidos estejam disponíveis para penhor após a data prevista para término do descomissionamento do campo garantido;



- e. o limite máximo de empenho aceito pela ANP, considerando inclusive os contratos em vigor, será de 50% (cinquenta por cento) da produção anual total de petróleo e gás da contratada;
- f. a produção será aferida pela média dos últimos 12 (doze) meses dos valores constantes do Boletim Mensal da Produção (BMP); e
- g. o penhor de petróleo e gás natural fica vedado para garantir o valor relativo ao descomissionamento do próprio campo, assim como o penhor cruzado entre campos garantidores e campos garantidos.

176- Tais parâmetros conferem maior segurança para ANP, quanto à aceitação do penhor da produção de campos como garantia financeira, para o descomissionamento de outros campos de petróleo e gás natural no Brasil.

#### **IV.1.e) Seguro Garantia**

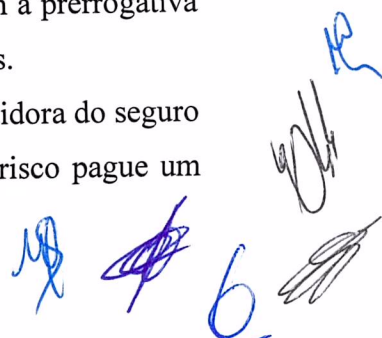
177- O seguro garantia é uma modalidade de garantia financeira consagrada pelo uso tanto pelo mercado quanto pela ANP no que diz respeito à apresentação de oferta individual para outorga de contratos de E&P seja para concessão seja para partilha de produção.

178- O seguro garantia é usado não somente para fins de oferta individual em sessão pública para outorga de contratos de E&P, mas também como modalidade de garantia para o programa exploratório mínimo, um dos componentes da oferta individual que é levado em consideração na pontuação que leva à escolha da licitante vencedora do certame para exercer por sua conta e risco, os contratos de E&P.

179- O seguro garantia como modalidade de garantia de descomissionamento está prevista expressamente em contratos de E&P desde a terceira rodada de concessão e desde a primeira rodada de acumulações marginais como modalidade de garantia financeira.

180- Pode-se definir como um instrumento de transação comercial universalmente aceito, que envolve dois polos: de um lado, o comprador do crédito que é o tomador do risco, e de outro, o beneficiário do crédito que é o destinatário e que tem a prerrogativa de executar o instrumento em caso de implementação de certas condições.

181- Entre os dois polos está uma seguradora que é a emitente e garantidora do seguro garantia, que exige em contrapartida que o comprador ou tomador do risco pague um





prêmio perante a seguradora que equivale a um percentual que pode chegar até 5% (cinco por cento) do valor da importância segurada.

182- Embora previsto em contratos de E&P, a aplicabilidade desta modalidade carecia até então de regulamentação quanto à sua previsibilidade e exequibilidade.

183- A utilização do seguro garantia para fins de garantia para o descomissionamento de poços e de instalações de produção, deve levar em consideração o fator tempo e o fator financeiro inerente à estimativa de custo das atividades de descomissionamento desde o primeiro momento de emissão até o final do contrato outorgado de contratos de E&P.

184- O seguro garantia possui capacidade de exequibilidade e alta liquidez pois já possui regras de comercialização e aceitação já estabelecidas pelo mercado segurador.

#### **IV.2 - Modelo de Aporte Progressivo (MAP)**

185- No âmbito das garantias financeiras referentes ao descomissionamento de instalações, torna-se fundamental estabelecer uma forma de cálculo dos valores a serem aportados ao longo da vida produtiva do campo.

186- Objetivando identificar um critério técnico para o desenvolvimento de um modelo de aporte de garantias financeiras, foram pesquisadas diversas fontes empregadas por outros países e centros de referência.

187- À vista disso, foi desenvolvido o Modelo de Aporte Progressivo (MAP). Um modelo nacional, criado por especialistas da ANP, baseado em premissas de modelos já utilizados no mundo, como: o modelo colombiano<sup>12</sup> que considera baixos aportes nos primeiros anos; e do Reino Unido<sup>13</sup> que incentiva novos desenvolvimentos e a extensão da vida útil dos campos.

188- As escolhas das premissas acima foram definidas conforme diretrizes do CNPE e da Diretoria Colegiada da ANP, considerando que se trata de uma iniciativa para fomentar investimentos em campos no início de produção, assim como reinvestimentos em campos maduros, postergando os aportes substanciais de garantias financeiras para descomissionamento, apenas no final da vida produtiva do campo.

---

<sup>12</sup> <https://www.anh.gov.co/>

<sup>13</sup> <https://www.ogauthority.co.uk/decommissioning/>



189- Desta forma, objetiva-se liberar capital para o incremento de investimentos no desenvolvimento do campo, fomentando o aumento do fator de recuperação, assim como sua vida útil, sendo realizado maior aporte para o descomissionamento no final do contrato, quando a empresa já captou recursos com a produção de petróleo e gás natural.

190- Basicamente, o MAP determina o valor e em qual período aportar tais garantias financeiras, de forma que 100% do valor a ser garantido para o descomissionamento do campo esteja assegurado antes do final do contrato, no término da produção, ou quando forem exauridas as reservas, considerando de forma conservadora para a União, o que ocorrer primeiro.

191- Intrinsecamente, o modelo é baseado na produção acumulada do campo e nas reservas remanescentes. Portanto, quanto mais o campo produz, maior será o valor a ser garantido, o que confere segurança para a União e, quanto maior a reserva, menor será o valor a ser garantido, o que estimula o aumento de reservas e consequente volume de hidrocarbonetos a ser produzido.

192- Desta forma, o valor da **reserva 2P original do campo (Rt)**, pode ser descrita como o valor da **produção acumulada do campo (P)** desde o início da produção até o momento do cálculo, somada com o valor da **reserva 2P do campo no momento do cálculo (R2p)**, conforme ilustrado abaixo:

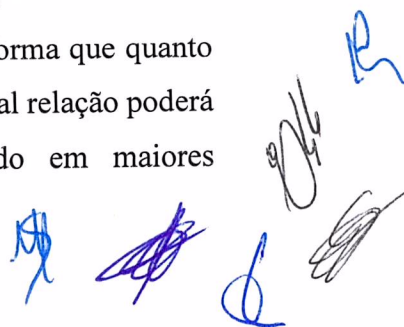
$$R_t = P + R_{2p}$$

193- Portanto, de acordo com a formula abaixo, o parâmetro da curva de declínio da produção pode ser correlacionado com os custos de descomissionamento do campo:

$$V_g = \frac{P}{R_t} * C_e$$

194- Onde, o **valor a ser garantido anualmente não descontado (Vg)** para o campo em referência, será dado em função da produção acumulada, das reservas e do valor total do **custo do descomissionamento de instalações a ser garantido (Ce)**.

195- Outro fator relevante considerado foi o tempo do contrato, de forma que quanto menor o tempo restante do contrato maior será o valor a ser garantido. Tal relação poderá estimular as empresas a solicitar extensão contratual, implicando em maiores





investimentos no campo e prolongação da sua vida útil, assim como aumento do fator de recuperação e consequente maior arrecadação das participações devidas.

196- De forma a acarretar previsibilidade ao modelo tanto para o agente regulador quanto para a indústria, a caracterização do valor a ser garantido considera uma taxa de desconto fixa. Para tanto, o valor dos gastos esperados de serem realizados no período do descomissionamento é calculada para o valor presente no momento do aporte. Esta taxa de desconto foi fixada em 10%, com base nos estudos da Energi Media que acompanhou a evolução do custo médio ponderado de capital de 25 empresas de óleo e gás no mundo, no período de 2006 a 2019.

197- Portanto, o **valor a ser garantido anualmente (Vgd)** considera a implementação da **taxa de desconto (Td)** e do **tempo contado (Ttc)**, conforme ilustrado abaixo:

$$Vgd = \frac{Vg}{(1 + Td)^{Ttc-2}}$$

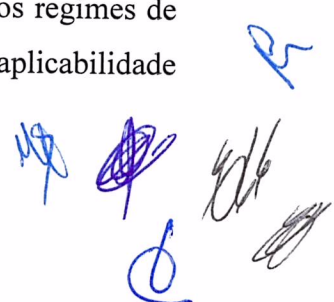
198- O fator de correção (-2) visa proporcionar que o valor total a ser garantido esteja assegurado dois anos antes do término do contrato. Tal ajuste confere grande segurança a União, pois permite que todos os recursos necessários para o descomissionamento do campo já estejam garantidos, quando de fato, se iniciam grande parte das atividades de descomissionamento.

199- O MAP também possibilita uma previsibilidade de aporte de capital para anos futuros, baseado na estimativa de reservas e produção do campo. Tal estimativa confere segurança financeira tanto para as contratadas quanto para a ANP.

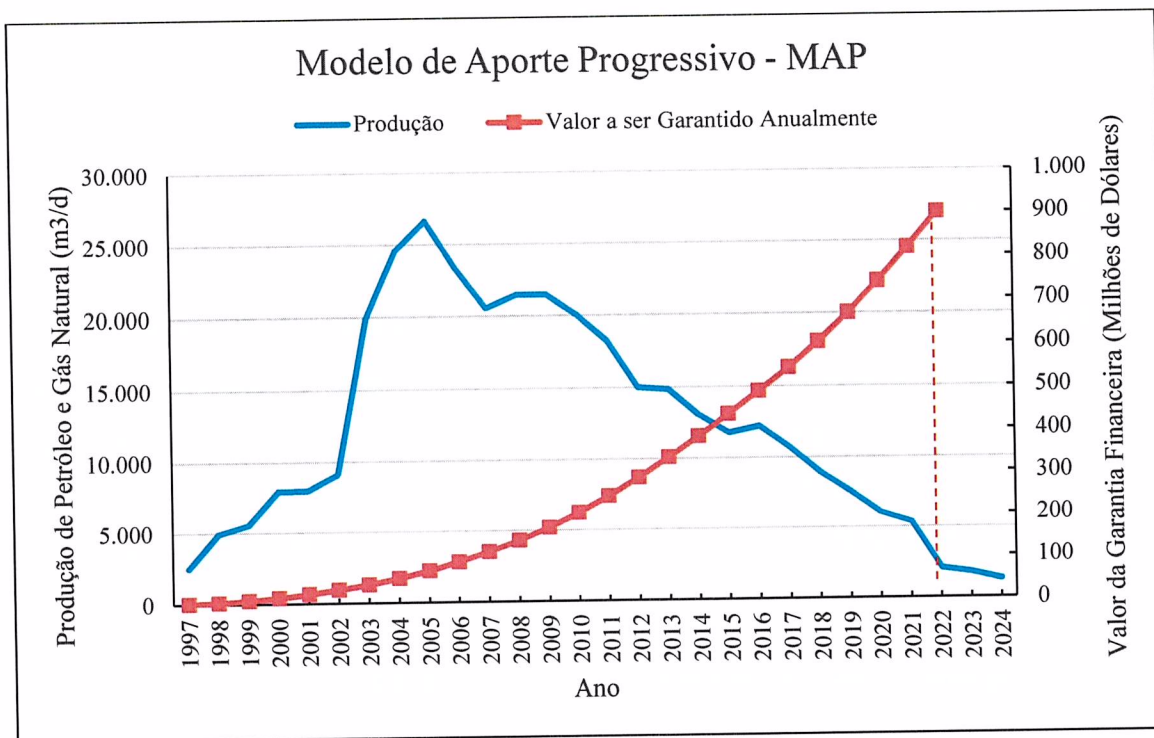
200- As reservas utilizadas para fins de cálculo do MAP, definidas como 2P, em caráter conservador, consideram apenas os volumes de petróleo e gás natural provados e prováveis de se produzir a partir de poços já perfurados.

201- Outro fator relevante considerado é o fato de a ANP já receber no âmbito do SIGEP os dados necessários para aplicação do MAP. Tal fato garante segurança quanto a correta aplicabilidade e cálculo do modelo, podendo este ser fiscalizado remotamente por técnicos da ANP.

202- A ampla aplicabilidade do MAP permite sua utilização em todos os regimes de contrato no Brasil, seja ele de concessão, partilha ou cessão onerosa. Sua aplicabilidade também é comprovada em casos de cessão contratual.



203- De forma a exemplificar o modelo, o Gráfico 1 ilustra o aporte de garantias financeiras de um campo de petróleo e gás natural desde o início de produção até o final do contrato.



**Gráfico 1:** Aplicação do MAP para campo de hipotético com valor descomissionamento estimado em 900 milhões de dólares e produção entre os anos de 1997 e 2024.

204- Durante a vida produtiva do campo diversos fatores podem alterar a estimativa dos custos do descomissionamento, como a perfuração de novos poços, construção de novas instalações e outras operações que aumentariam o valor total a ser garantido. E, execução de atividades de descomissionamento, como abandono permanente de poços, recuperação de áreas, dentre outras operações que diminuiriam o valor total a ser garantido.

205- O modelo proposto pela ANP permite o cálculo do valor que deverá ser garantido anualmente de forma atualizada por estas diversas variáveis, o que possibilita um ajuste contínuo do valor das garantias que serão exigidas.

206- Ademais, o MAP considera premissas para o contínuo desenvolvimento dos campos ao longo do tempo do contrato, incentivando o aumento das reservas e do fator de recuperação. A combinação destes fatores, acarretará em maior arrecadação de

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



participações governamentais, concomitantemente com a segurança do aporte de 100% das garantias financeiras antes do término do contrato.

## V - DA MINUTA

207- A minuta de resolução em questão, contém sete capítulos. O Capítulo I define o objeto a ser regulamentado e as definições utilizadas. Em seguida, o Capítulo II estabelece as modalidades de garantias para o descomissionamento e, na sequência, o Capítulo III dispõe sobre o valor a ser garantido e suas atualizações. No Capítulo IV há a definição do Modelo de Aporte Progressivo (MAP), tendo o Capítulo V disposto sobre os procedimentos e comunicações necessárias para a apresentação de garantia. O Capítulo VI prevê a relação entre garantia de descomissionamento e a Cessão de Contratos e, por fim, o Capítulo VII, traz as disposições finais e transitórias.

208- A seguir são expostos os principais conteúdos de cada capítulo e dos anexos.

### Capítulo I – DO OBJETO E DAS DEFINIÇÕES

209- O capítulo I apresenta o escopo da regulamentação:

*“Art. 1º Ficam estabelecidos os procedimentos para apresentação de garantias financeiras referentes ao descomissionamento de instalações de campos de produção de petróleo e gás natural a partir da data de início de produção do campo.”*

210- O objeto da minuta de resolução, reflete a diretriz dada pela Resolução CNPE 17/2017, que dispõe que:

*“Art. 3º A ANP, no cumprimento de suas atribuições para a implementação da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, deverá observar as diretrizes estabelecidas no art. 1º, bem como as indicadas a seguir:*

*IX - garantir o adequado descomissionamento das instalações ao final da vida útil dos campos, evitando que ocorra de forma prematura;”*



211- O estabelecimento das regras sobre a apresentação de garantias de abandono é uma das medidas necessárias para garantir o adequado descomissionamento das instalações ao final da vida útil de campos.

## **Capítulo II – MODALIDADES DE GARANTIAS**

212- Este capítulo estabelece a obrigatoriedade da apresentação de garantia financeira para compor o valor total a ser garantido, dispõe sobre a possibilidade da apresentação de mais de uma modalidade para garantir o valor integral do descomissionamento, e aponta um rol taxativo das modalidades de caução admitidas pela ANP.

213- Em suas seções, apresenta critérios para validade das garantias apresentadas.

## **Capítulo III – DO VALOR A SER GARANTIDO E SUAS ATUALIZAÇÕES**

214- O Capítulo III da minuta de resolução dispõe sobre o valor total a ser garantido, estabelece que esse valor deve ser calculado com base no custo do descomissionamento previsto na versão mais atualizada dos seguintes documentos PD, PAT, BAR ou PDI, desde que estes tenham sido aprovado pela Agência.

215- Para a primeira apresentação da garantia define que o valor a ser garantido deve ser apurado por certificação, cotação ou casos análogos.

216- Em sequência, em suas seções estabelece critérios para as três formas de apuração previstas no parágrafo anterior.

217- A minuta ainda estabelece a possibilidade de arbitramento, pela ANP, do valor do descomissionamento, caso haja discordância sobre os valores dessa atividade.

## **Capítulo IV – DO MODELO DE APORTE PROGRESSIVO (MAP)**

218- O capítulo IV traz os requisitos técnicos do Modelo de Aporte Progressivo (MAP) a ser utilizado no cálculo do valor a ser garantido anualmente.





## **Capítulo V – DOS PROCEDIMENTOS E COMUNICAÇÕES**

219- Esta parte da resolução aponta os prazos e procedimentos para apresentação das garantias e suas atualizações, define o marco temporal de 180 dias a partir do início da produção para sua apresentação, e a data de 30 de junho de cada ano civil para sua atualização, estabelece a responsabilidade solidária para as consorciadas e prevê que a aceitação das garantias depende de aprovação da Agência.

220- Também é definido neste capítulo, na seção I as hipóteses de execução das garantias financeiras.

## **Capítulo VI – DA CESSÃO DE DIREITOS E OBRIGAÇÕES**

221- O capítulo trata das particularidades relacionadas aos casos de cessão de direitos e obrigações.

222- Estabelece que a apresentação da garantia financeira para descomissionamento é condição para assinatura do termo aditivo de cessão, dá a cessionária o direito de pedir revisão do valor do MAP em virtude de revisão do PD, estabelece o fim da responsabilidade da cessionária de manutenção da garantia financeira e devolução da garantia da cedente após a data efetiva de início de vigência do termo aditivo de cessão.

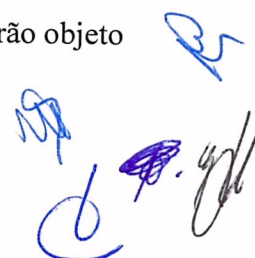
223- Estabelece ainda peculiaridades sobre a variável tempo do contrato a variável de produção acumulada do campo na fórmula do MAP para contratos cedidos.

## **Capítulo VII – DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS**

224- Visando estabelecer regras de transição este capítulo estabelece que mesmo a resolução entrando em vigor na data de sua publicação as contratadas terão 1 ano para implementar as alterações apresentadas na minuta, e os processos de cessão de contrato terão 1 ano para realizar as adequações previstas na resolução.

225- Estabelece ainda regras para contratos em que tenham iniciado a produção antes da publicação da resolução o início da produção e restrição de gravame pelo objeto da garantia.

226- Há ainda a disposição prevendo que casos não previstos na resolução serão objeto de deliberação da Diretoria Colegiada da ANP.



### **Anexo I**

227- Este anexo estabelece modelo de aporte progressivo de garantias financeiras baseado na produção acumulada do campo e nas reservas remanescentes.

### **Anexo II**

228- Traz os modelos da carta de crédito, do comprovante de redução, da ordem de pagamento, do comprovante de saque e do comprovante de conclusão desta modalidade de garantia.

### **Anexo III**

229- Apresenta os modelos de seguro garantia, do comprovante de redução, da comunicação de inadimplência e solicitação de indenização e do comprovante de conclusão desta modalidade de garantia.

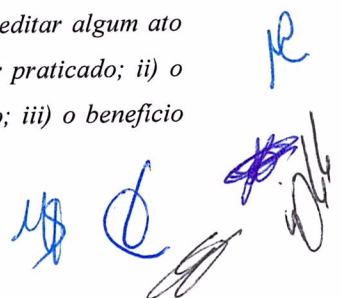
### **Anexos IV, V e VI**

230- Estes anexos apresentam os modelos de Contrato de Penhor de Petróleo e Gás Natural (boe), Garantia Corporativa e Fundo de Provisionamento a serem ofertados como garantia financeira de descomissionamento de instalações.

## **VI – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO**

231- Com referência ao disposto no item 8 do Despacho nº. 00938/2017/PFANP/PGF/AGU, abaixo reproduzido, fazemos as seguintes ponderações:

“8. No caso em tela, se a área técnica deseja editar algum ato regulatório, deve ele primeiramente indicar: i) o ato a ser praticado; ii) o fundamento para sua prática e o objetivo a ser perseguido; iii) o benefício





*esperado pela medida para o mercado e a sociedade; iv) o interesse público tutelado; v) os riscos envolvidos; vi) análise comparativa entre as alternativas existentes; etc.”*

232- O ato a ser praticado, trata-se de proposta de resolução para regulamentar o procedimento para aporte de garantias financeiras de descomissionamento, tendo todos os dispositivos desta proposta de resolução sido discorridos e justificados ao longo da Nota. A fundamentação para a elaboração da proposta de regulamento, encontra-se consubstanciada no item II da Nota.

233- Os aspectos técnicos sobre os possíveis benefícios para o mercado e a sociedade visam aumentar a atratividade para a realização de investimentos, sendo ilustrados e discutidos no item III da Nota.

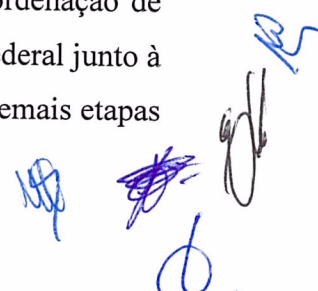
234- O interesse público com comprovado benefício para a União, assim como o risco associado à não existência de resolução são amplamente debatidos no item II.

235- Desta forma, no cumprimento de suas atribuições, a ANP julgou indispensável estabelecer o rito administrativo para regulamentar o aporte de garantias financeiras, por meio de Resolução.

236- Do exposto e, considerando que:

- i. Esta minuta de Resolução foi elaborada a partir de contribuições dos especialistas da ANP com contribuições das empresas operadoras;
- ii. A proposta de resolução foi intensamente debatida em reuniões realizadas com participantes do Instituto Brasileiro do Petróleo – IBP no âmbito de grupo de trabalho; e
- iii. A minuta de Resolução aqui proposta atende às disposições normativas regulatórias, bem como harmoniza-se aos contratos de exploração e produção vigentes, assim como com as diretrizes emanadas pela Resolução CNPE nº 17/2017.

237- Recomendamos que a proposta do Regulamento ora apresentada, seja submetida à apreciação da Diretoria Colegiada, após as devidas avaliações pela Coordenação de Qualidade Regulatória da Secretaria Executiva e pela Procuradoria Geral Federal junto à ANP, com o objetivo de submetê-la à Consulta e Audiência Públicas e às demais etapas

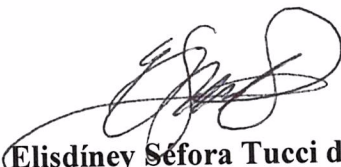


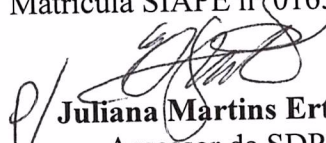


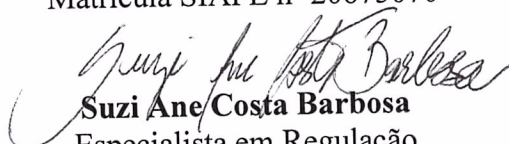
do rito prévio à publicação da norma, em observância à legislação vigente aplicável e à transparência das ações da ANP.

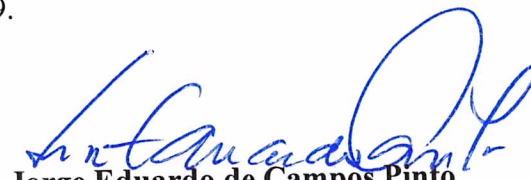
238- Esta é a Nota Técnica.

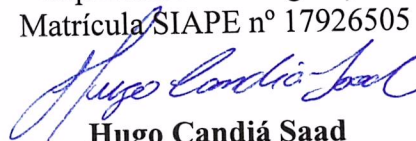
Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2019.

  
**Elisdiney Sefora Tucci da Frota**  
Coordenadora de Regulação  
Matrícula SIAPE nº 016508173

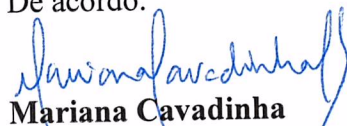
  
**Juliana Martins Erthal**  
Assessor da SDP  
Matrícula SIAPE nº 20675070

  
**Suzi Ane Costa Barbosa**  
Especialista em Regulação  
Matrícula SIAPE nº 20671301

  
**Jorge Eduardo de Campos Pinto**  
Especialista em Regulação  
Matrícula SIAPE nº 17926505

  
**Hugo Candiá Saad**  
Especialista em Regulação  
Matrícula SIAPE nº 20672675

De acordo.

  
**Mariana Cavadinha**

Superintendente Adjunta de Desenvolvimento e Produção

  
**Marcelo Castilho**

Superintendente de Desenvolvimento e Produção