

NOTA TÉCNICA Nº 159/2020/SDP/ANP-RJ

**Assunto: Atendimento às recomendações emanadas pela Procuradoria-Geral Federal junto à ANP, no âmbito da PA 0394/2020, que trata da minuta de Resolução sobre Garantias Financeiras e outros instrumentos que assegurem o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural.**

**Referências: Cota 28/2020/PRG RJ-ANP/PGF/AGU (0859997)**

#### **Objetivo e Contextualização**

Conforme discutido em reunião realizada com a SDP, em 06/08/2020, a Procuradoria devolveu a presente PA 0394/2020 para fins de complementação, no que diz respeito à análise técnica específica quanto à dispensa da garantia financeira para descomissionamento, na qual se recomenda constar a análise com teor descrito nos parágrafos 7 a 29 do PARECER n. 01328/2019/PFANP/PGF/AGU.

O presente Parecer tem como objetivo atender à solicitação de complementação, detalhada no item 2, a) a g) da Cota nº 28/2020/PRG RJ-ANP/PGF/AGU.

#### **Respostas às Solicitações**

Neste item são apresentadas as informações solicitadas, por meio da Cota nº 28/2020/PRG RJ-ANP/PGF/AGU, item 2.

#### **a) PROBLEMA REGULATÓRIO:**

*Onerar desnecessariamente projetos de E&P sob os riscos de default das empresas.*

##### **(i) em que contexto o problema se insere;**

O contexto é o da elaboração de Resolução ANP que regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias financeiras e instrumentos que assegurem o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural.

Conforme mencionado na Nota Técnica 064/2019/SDP, "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".

Em adição aos processos de cessão de contratos relacionados à venda de campos que se encontram em declínio, normalmente para agentes de menor porte, especializados em métodos de recuperação avançados, verifica-se um crescimento do *portfolio* de exploração por parte das empresas privadas após a retomada dos leilões para licitação de blocos, o que acarretará maior diversificação das empresas contratadas que iniciarão a etapa de operação no futuro próximo.

Nesse contexto, faz-se fundamental consolidar o arcabouço de regras e práticas afetas à garantia para fins de descomissionamento, na forma de uma Resolução, a fim de que estejam claramente definidas: as modalidades e condições relacionadas exigidas pela ANP, a avaliação do risco de crédito dos garantidores, o aspecto temporal envolvido na sua apresentação e avaliação, o valor que será exigido a cada atualização e a frequência com que esta atualização será realizada, assim como as ações de acompanhamento e eventuais sanções.

A exigência de garantias está associada ao aumento de custos incorridos na atividade de produção de petróleo e gás natural, na medida em que:

- a) as empresas contratadas diminuem sua capacidade de captação de recursos financeiros quando penhoram sua produção de petróleo e gás natural para garantir o descomissionamento de seus campos;
- b) as empresas contratadas incorrem no custo de oportunidade do capital depositado em fundos de provisionamento, em relação a outros projetos que poderiam empreender;
- c) as empresas contratadas, quando efetivamente transferem o risco de default do valor das atividades de descomissionamento de instalações para outra pessoa jurídica, por meio de carta de crédito ou seguro garantia, geram uma contrapartida para essa transferência de risco, a qual se caracteriza como um custo financeiro, a ser precificado pelas instituições financeiras, quer sejam bancos ou seguradoras;
- d) as empresas que integram o grupo societário da contratada e emitem uma garantia corporativa também diminuem sua capacidade de captação de recursos financeiros.

Nesse sentido, a exigência de garantias financeiras faz-se de extrema importância quando se considera empresas contratadas que apresentam um risco relevante de *default* ou mesmo solvência no período que compreende a fase de operação dos contratos de E&P, de forma que os custos de descomissionamento das instalações não sejam arcados pela sociedade em geral ou mesmo pelo Poder Público, mas sim pelas empresas responsáveis por tais atividades por força dos contratos de concessão ou de partilha da produção.

Faz-se mister, no entanto, avaliar os casos em que as empresas contratadas apresentam risco de *default* em frequência baixa, isto é, aquele risco no qual é altamente improvável o *default*. Conforme se pode observar na experiência internacional da regulação de garantias de descomissionamento, alguns países, com o objetivo de promover a maximização do potencial de valor econômico das reservas de petróleo e gás natural pelos operadores, apenas exigem garantias se acreditam que os operadores não poderão arcar com os custos de descomissionamento (como no caso do *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning*, do Reino Unido), ou, no caso específico dos Estados Unidos da América, que permite a garantia por um mecanismo de "*self-insurance*", o qual não requer a transferência de risco para outra pessoa jurídica \*.

A simples aplicação do mecanismo de "*self-insurance*" no Brasil enfrenta questões jurídicas, e com relação a casos fáticos podemos citar o Parecer n. 00023/2020/PFANP/PGF/AGU (SEI 0610178), o qual, no curso de análise de uma garantia corporativa na qual a "garantidora" e a "garantida" eram material e formalmente a mesma pessoa jurídica, não atestou a validade do mecanismo. Segundo o Despacho n. 00141/2020/PFANP/PGF/AGU, de 28 de janeiro de 2020, "(...) a "garantia corporativa" apresentada é na realidade uma auto-garantia que, enquanto tal, não representa uma garantia juridicamente válida".

Outro fator que denota a importância do problema em questão é o fato de que a ANP vem regulando as garantias de descomissionamento por meio dos contratos de concessão desde a Rodada Zero, entretanto a evolução das cláusulas que tratam dessas garantias nos sucessivos contratos de concessão ocorreu em um período no qual não existia experiência sobre a exigência de tais garantias (em novembro de 2019 haviam sido aportadas na ANP apenas 0,24% do montante total previsto para descomissionamento) e nem uma análise sobre os reais impactos práticos e financeiros na atividade de E&P. Dessa forma, o presente processo de elaboração de uma Resolução específica para este fim é uma oportunidade de levantar os problemas relevantes e sopesar as exigências e os respectivos efeitos para a regulação.

Nesse contexto, o problema identificado como “*onerar desnecessariamente projetos de E&P sopesados os riscos de default das empresas*” é relevante para a análise de impacto de uma proposta de Resolução que visa disciplinar as garantias para fins de descomissionamento, uma vez que a exigência de garantias para empresas que possuem um risco improvável de default pode levar a um aumento de custos e impacto econômico negativo nos projetos de E&P e consequentemente uma menor atratividade desses projetos, em detrimento da demanda por blocos exploratórios nos leilões de concessão e partilha no país e em favor da demanda por projeto de E&P em outros países que possuem uma regulação capaz de avaliar quais são os casos em que existe um nível inaceitável de risco dos custos de desativação recaírem sobre o governo.

Nos itens a seguir, mostraremos que a análise do problema em tela e seus impactos se coaduna com a proposta de se viabilizar a dispensa de apresentação de garantias de descomissionamento na forma de título executivo extrajudicial dentro das condições propostas pela minuta de resolução em análise.

#### **(ii) a natureza do problema e suas consequências;**

A natureza do problema refere-se aos 6 tipos definidos pelo Guia de AIR, quais sejam, falha de mercado, falha regulatória, falha institucional, riscos inaceitáveis, contribuir para a garantia de direitos fundamentais e contribuir para objetivos de políticas públicas.

No que tange à natureza do problema em tela, dos seis tipos definidos pelo Guia de AIR, a natureza mais precípua é a falha de mercado. A origem do problema é o aumento de custos incorridos na atividade de produção de petróleo e gás natural, decorrente da precificação da transferência de risco das empresas com baixo risco de *default* para o mercado financeiro. A falha de mercado é relacionada à assimetria de informação entre os “seguradores” (bancos e seguradoras, ou mesmo os avalistas de crédito da empresa que emite a garantia corporativa) e o “segurado” (a empresa contratada ou a garantidora da garantia corporativa). Esta assimetria de informação gera os efeitos conceituados como: i) “risco moral” (*moral hazard*) que pode ser considerado como uma mudança de comportamento decorrente da presença de seguro ou outras formas de proteção de risco; ii) “seleção adversa” (*adverse selection*) que é definida como a precificação incorreta do risco e ocorre quando um segurador não consegue distinguir claramente entre as diferentes classes de risco presentes no mercado.

Dentro deste arcabouço de análise, na presença de assimetria de informação, o mercado segurador não atua de forma eficiente e pode apresentar distorções na precificação das garantias de empresas de baixo risco de *default*, ocasionando custos significativos de seguro mesmo em face de um risco relativamente baixo de *default*.

Nesse sentido, na impossibilidade de um mercado segurador completamente eficiente, atuando com a precificação ótima dos custos das garantias, é altamente pertinente buscar uma regulação capaz de avaliar quando existe um nível inaceitável de risco dos custos de desativação recaírem sobre o governo de forma a exigir uma garantia efetiva nesses casos (com a transferência do risco de *default* do contratado para outra pessoa jurídica com solidez financeira) e avaliar quando o nível de risco permite que este não seja transferido para outra empresa garantidora, dispensando a apresentação de garantias de descomissionamento e exigindo apenas a formalização da obrigação na forma de título executivo extrajudicial.

#### **(iii) as causas da adversidade;**

Como o problema diz respeito à onerosidade excessiva para apresentação de garantias (com a transferência do risco de *default* para outras empresas), a causa, conforme já discutido no item anterior, são os custos para apresentação dessas garantias.

Conforme já exposto, não há como dissociar a apresentação de garantias em que há a transferência do risco de *default* para outras empresas da contraprestação para tal, mesmo que isto ocorra na forma de custos de oportunidade.

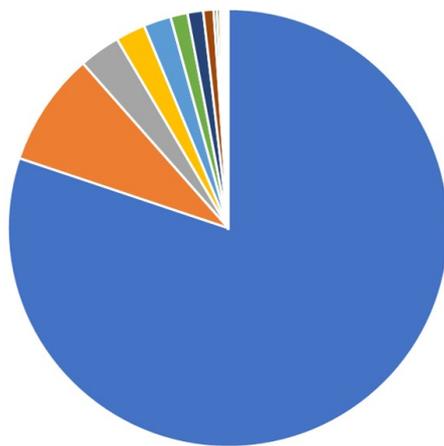
Cabe, desta forma, avaliar a viabilidade da não exigência da transferência deste risco por empresas com baixo risco de *default*, e consequentemente a não exigência de uma garantia propriamente dita, de forma que tais custos não onerem desnecessariamente as atividades de E&P.

#### **(iv) a sua magnitude – onde ocorre, com que frequência, a extensão dos grupos afetados etc;**

Para uma avaliação mais precisa da magnitude do problema seria necessário se conhecer a classificação de risco, ou potencial classificação de risco de *default* de cada contratado, o que não é possível. Todavia, algumas estimativas podem ser feitas. Tendo como base a utilização das três maiores produtoras de petróleo e gás natural atualmente no Brasil como o conjunto representativo das empresas que conseguiriam atingir as notas de classificação de risco entre brAAA e brAA, (que correspondem ao *rating* de longo prazo na escala global BB), estima-se que o valor total a ser garantido para estas três empresas em 2020 é de US\$ 15,29 bilhões (quinze bilhões, duzentos e noventa milhões de dólares americanos), que equivalem a cerca de 83% da estimativa do total do valor de descomissionamento a ser realizado referente aos campos que estão em produção na atualidade.

A estimativa do valor total a ser garantido pelos operadores dos campos que se encontram em produção atualmente é de US\$ 18,43 bilhões (dezoito bilhões, quatrocentos e trinta milhões de dólares americanos). A distribuição deste total estimado entre os operadores encontra-se no gráfico abaixo:

Distribuição da estimativa de valor total a ser garantido entre os operadores, em US\$ milhões - referência a 2020



Petrobras	Trident Energy	Enauta Energia S.A.	Equinor Brasil	Shell Brasil	Perenco Brasil	Petro Rio Jaguar
Total E&P do Brasil	3R Petroleum	Partex Brasil	Dommo Energia	Potiguar E&P S.A.	Petro Rio O&G	BW Offshore
Karoon	Petrogal Brasil	Sonangol	Santana	Petrosynergy	Imetame	Nova Petróleo
Phoenix Óleo & Gás	Alvopetro	Eneva	Recôncavo E&P	Nord	Panergy	Maha Energy
EPG Brasil	Perícia	Central Resources	Guto & Cacal	Leros	Oceania	OP Energia
Allpetro	Petroborn	Arclima				

Com a aplicação do modelo de aporte progressivo, o somatório do valor a ser garantido anualmente dessas três empresas em 2020 é estimado em US\$ 2,92 bilhões (dois bilhões, novecentos e vinte milhões de dólares americanos).

Após a aplicação do Modelo de Aporte Progressivo, a estimativa do valor a ser garantido anualmente em 2020 para todos os operadores é de US\$ 4,1 bilhões (quatro bilhões e cem milhões de dólares americanos).

Quanto à questão, “onde ocorre”, entende-se o universo dos campos em produção de óleo e gás natural no país, embora, como já mencionado, qualquer empresa com robustez financeira suficiente para atender às condições exigidas pela proposta de regulamento estaria incluída no problema, ou seja, teria seus projetos onerados desnecessariamente sob os riscos de default pela exigência de uma garantia financeira, pode-se inferir uma tendência de que predominem empresas de maior porte nessas condições, que por sua vez atuam mais em campos marítimos, reconhecidamente de maior produção no Brasil.

Com relação à indagação, “com que frequência”, entende-se que durante a vigência da fase de produção, sempre que se exigir uma garantia financeira para descomissionamento. Como marco de início da exigência da garantia, a proposta de minuta de resolução estabelece que esta deve ser apresentada 180 (cento e oitenta) dias a partir da data de início da produção do campo, e, a partir desta data, a garantia deve ter seus valores atualizados anualmente, levando em conta todos os parâmetros estabelecidos para sua determinação.

Sobre a “extensão dos grupos afetados”, em princípio, todos os concessionários (atualmente existem 62 concessionários com contratos na fase de produção no Brasil) poderiam vir a solicitar a dispensa de apresentação de garantias financeiras para descomissionamento. Entretanto, de acordo com os termos da minuta de Resolução em discussão, para se aceitar o Título Executivo Extrajudicial, se pretende exigir o atendimento a parâmetros mínimos de robustez financeira e sua comprovação por meio de nota de classificação de risco atestada por agência de classificação de risco de crédito com mais de 1.000 (mil) certificações, o que, obviamente diminuirá o número dos concessionários que, na prática, poderão o fazer.

Observa-se que a questão, “extensão dos grupos afetados”, também foi trazida pelo item b) para o qual se apresenta resposta mais aprofundada.

**(v) a evolução esperada do problema no futuro, em caso de inércia do agente regulador. Em suma, porque deixar de exigir garantia financeira?**

Uma vez que o problema regulatório relacionado à dispensa de garantia foi definido como “Onerar desnecessariamente projetos de E&P sob os riscos de default das empresas”, entende-se que a inércia do agente regulador seria não incluir o título executivo extrajudicial (TEE) no rol de instrumentos que asseguram o descomissionamento na minuta de resolução proposta.

Uma garantia é uma transferência do risco de default do valor das atividades de descomissionamento de instalações da contratada para outra pessoa jurídica, por meio de uma carta de crédito, um seguro garantia ou garantia corporativa, nos quais a contrapartida para essa transferência de risco se caracteriza como um custo financeiro, a ser precificado pelas instituições financeiras ou outras empresas, quer sejam bancos ou seguradoras, ou mesmo empresas do grupo societário.

Essa transferência, portanto, é invariavelmente onerosa e, nesta hipótese de inexistência do TEE, poderia haver a oneração excessiva dos agentes mesmo quando o porte e a saúde financeira da empresa de E&P indicassem um baixo risco de inadimplemento da obrigação.

É importante lembrar o significativo impacto que a exigência de garantias financeiras pode gerar no mercado de seguros e instituições bancárias, tendo em vista que o montante total a ser garantido deve ultrapassar os 6 bilhões de dólares no ano de 2026, segundo Gráfico 1 da Nota Técnica Nº 116/2020/SDP/ANP-RJ (SEI 0793406).

Com o objetivo de mitigar também o risco de default das instituições garantidoras, na minuta de resolução foi incluída a necessidade de *rating* mínimo para os emissores de carta de crédito, seguro garantia e garantia corporativa e para os bancos em que serão feitos os aportes do fundo de provisionamento.

Exigir uma garantia onerosa de quem possui baixo risco de inadimplemento poderia competir com investimentos nos próprios campos brasileiros.

Conforme será detalhado no item d), utilizando um valor médio de 1,63% de custo para uma garantia para a transferência do risco de default para outra empresa do sistema financeiro, considerando contratadas com potencial de atingir as notas de classificação de risco entre brAAA e brAA, teríamos, apenas no ano de 2020, um custo de US\$ 47 milhões (quarenta e sete milhões de dólares americanos), e, extrapolando o cálculo até o fim da fase de operação dos respectivos campos, em 2056, o custo de US\$ 1,94 bilhões (um bilhão, novecentos e quarenta milhões de dólares americanos).

Outra evolução esperada é a queda na atratividade do setor de E&P brasileiro, em um cenário de competição global por investimentos e com países que não exigem estritamente o total do valor de descomissionamento como garantia.

Assim, se o Brasil deseja competir por atração de investimentos, exigir garantias para empresas que se mostrem muito saudáveis financeiramente e, conseqüentemente, com baixo risco de quebra, pode significar uma desproporcional oneração, o que poderia acarretar uma fuga de investimentos no setor.

Importante analisar também as semelhanças entre a exposição ao risco dos emissores de garantia corporativa e dos contratados dos quais eventualmente não será exigido garantia visto o seu baixo risco de default.

Utilizemos, um exemplo hipotético de duas empresas de petróleo: empresa A e empresa B. A empresa A é uma operadora, detentora dos direitos de um campo de petróleo com um passivo de descomissionamento de 100 milhões de dólares, sendo que ela possui rating brAAA, um patrimônio líquido de 500 milhões de dólares e nenhuma empresa subsidiária.

Na hipótese de ser regulamentada a dispensa baseada no risco de default conforme o rating da empresa, a exposição ao risco ficaria restrita à própria empresa A, responsável pelo descomissionamento de suas instalações, pelo seu baixo risco de *default* e pelo valor representar menos do que 25% de seu PL.

Já a empresa B é uma *holding* cuja subsidiária "B E&P" é a operadora, detentora de direitos de outro campo de petróleo com o descomissionamento também de 100 milhões de dólares. A empresa "B E&P" possui um patrimônio líquido de 100 milhões de dólares, mas não possui rating por empresa classificadora de risco. A holding B, possui rating brAA e um PL de 1.000 milhões de dólares.

A empresa B poderia, portanto, fornecer uma garantia corporativa para sua subsidiária "B E&P", no valor total de seu passivo de descomissionamento já que 100 milhões estaria dentro da limitação de 10% de seu PL.

Resalta-se que o patrimônio líquido da empresa A é 5 vezes maior do que a outra empresa "B E&P" também detentora de direitos de exploração e produção. Não haveria, portanto, impedimento, por exemplo, para que na ausência da regulamentação do TEE, a empresa A criasse uma empresa subsidiária e a ela transferisse os direitos dos seus contratos, bastando que a mesma seja qualificada como Operadora A ou B (dependendo do campo) pela ANP. A capacidade técnica, por exemplo, poderia continuar sendo comprovada por meio da empresa A, via garantia de performance.

Não regulando a dispensa de garantia baseada no rating, na verdade, poderemos estar indiretamente, gerando um movimento de empresas menores de um grupo econômico serem as detentoras de direitos dos campos de petróleo, em detrimento das suas empresas principais. Neste caso, ambas as empresas ainda estariam utilizando a Garantia Corporativa e incorrendo em custos que poderiam ser evitados sem incorrem em risco significativo para os contribuintes ou mesmo o Poder Público.

Obviamente a influência desta ausência de regulamentação na estruturação das empresas e nas cessões de direitos dentro de um mesmo grupo societário não é imediata, porém considerando os significativos montantes que o descomissionamento pode representar, não se pode desconsiderar estes possíveis efeitos.

#### **b) IDENTIFICAÇÃO DOS ATORES OU GRUPOS AFETADOS: quais empresas/porte poderiam vir a solicitar a dispensa de apresentação de garantias financeiras para descomissionamento, considerando o volume de concessionárias/contratadas no Brasil?**

A questão é também abordada brevemente no item a) subitem iv) que pergunta sobre a extensão dos grupos afetados.

Conforme mencionado, todos os concessionários, em tese, poderiam vir a solicitar a dispensa de apresentação de garantias financeiras para descomissionamento. Todavia, de acordo com a proposta apresentada para se aceitar o dispensa de garantias na minuta de Resolução, se pretende exigir para tal o atendimento a parâmetros mínimos de robustez financeira e sua comprovação por meio de nota de classificação de risco atestada por agência de classificação de risco de crédito com mais de 1.000 (mil) certificações.

Assim sendo, realisticamente considera-se como o principal grupo afetado as empresas detentoras de direitos de exploração e produção que poderiam vir a apresentar garantia baseada na sua robustez financeira por meio de um Título Executivo Extrajudicial. Não há como se estimar o número de empresas que se habilitariam a apresentar o TEE, todavia, considera-se que é reduzido o número de empresas detentoras de direitos de E&P que dispõe de nota de classificação de risco suficiente.

Ou seja, não se estima que haja um número elevado de empresas concessionárias habilitadas a apresentar um Título Executivo Extrajudicial como forma de dispensa de apresentação de garantia financeira.

Embora a nota de classificação de risco não tenha correlação direta com o porte da empresa, o que se observa normalmente é que as empresas de menor porte apresentam maior alavancagem na composição do seu capital, o que normalmente é associado com uma percepção de maior risco pelo mercado.

Embora não seja possível se apontar antecipadamente quais empresas, dentre as concessionárias, atenderão aos requisitos exigidos (para apresentação de título executivo extrajudicial como dispensa), destaca-se o efeito positivo da exigência de nota de classificação de risco mínimo em si, pelo qual são automaticamente afastadas aquelas empresas que, conhecendo sua própria condição financeira, sequer se candidatarão à dispensa via TEE.

#### **c) IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL QUE AMPARA A AÇÃO DA AGÊNCIA REGULADORA: qual fundamento jurídico para regular nesse sentido, considerando a previsão contratual no sentido de exigir garantias financeiras para descomissionamento?**

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), em seu art. 43, dispõe sobre as cláusulas essenciais que precisam estar presentes em todos os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural. Prevê mais especificamente no inciso V que todo contrato deve possuir uma cláusula que trate das garantias das obrigações contratuais assumidas pelo concessionário, conforme abaixo:

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

V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

Assim, a lei supracitada transferiu para esfera infra legal as disposições sobre as garantias financeiras de todas as obrigações do concessionário de E&P.

Quanto a estas, a cláusula 2 do contrato da 16ª Rodada de Licitação dispõe que o contrato de concessão tem por objeto as seguintes obrigações: (a) a execução das operações de exploração comprometidas no PEM, (b) a execução das atividades de avaliação de descoberta em conformidade com o PAD apresentado à ANP e (c) a produção de petróleo gás natural na área de concessão segundo o PD aprovado pela Agência. As cláusulas 11.10 e 11.11, por sua vez, preveem: (d) a obrigação do concessionário de manter do volume de produção de acordo com o nível previsto no PAP e (e) a obrigação de manter constante a exploração de petróleo, não sendo permitida a interrupção da produção sem permissão desta Agência. Por derradeiro a cláusula 17.7 traz (f) a obrigação de desativação das instalações e abandono nos poços após a conclusão dos trabalhos no Campo, o que se convencionou chamar de descomissionamento.

Nota-se, a partir das obrigações principais descritas acima, - sem mencionar as obrigações secundárias, como a entrega de dados e a obtenção de licenças - que o descomissionamento não é a única obrigação contratual constituída pelo contrato de concessão.

Com efeito, a despeito de a Lei nº 9.478/97 mencionar como cláusula essencial a indicação das garantias para o cumprimento das obrigações contratuais, não há previsão nos contratos de concessão de garantia para todas as obrigações principais do concessionário.

Isso se dá, principalmente, porque o art. 43 prevê apenas as cláusulas que obrigatoriamente precisam constar no contrato, mas não dispõe sobre o teor destas cláusulas. Assim, o inciso V prevê como disposição essencial do contrato de E&P cláusula que indique a garantia financeira para as obrigações do contrato. Contudo, ficou com o elaborador contratual a incumbência de estabelecer para quais obrigações e em quais casos seriam exigíveis tais garantias.

A partir dessa incumbência, a ANP definiu, quando da elaboração dos contratos e editais de licitação, que as obrigações de Programa Exploratório Mínimo e de Descomissionamento deveriam estar asseguradas por garantias financeiras.

Ressalte-se que a obrigação da indicação de uma cláusula essencial sobre garantia não se confunde com a obrigação da apresentação da garantia em si. Com efeito, a ANP, ao elaborar o contrato de concessão, deve incluir a cláusula de garantia das obrigações de descomissionamento, podendo nela prever as suas modalidades e os casos de exigibilidade, incluindo-se, aí, as hipóteses de dispensa deste instrumento.

Com este enfoque, pretende a minuta de resolução em voga regulamentar tanto as hipóteses de exigibilidade de garantia financeira para o descomissionamento, quanto a sua dispensa por meio da utilização do Título Executivo Extrajudicial, especificando, criteriosamente, os requisitos a serem preenchidos para tal. Desse modo, busca-se atender o mandamento legal constante da Lei do Petróleo e fundamentar os contratos de E&P a ela submetidos.

**d) DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS: verificar se os objetivos delineados estão em conformidade com as políticas públicas definidas para o setor, bem como se estão diretamente relacionados ao problema regulatório apresentado e se há proporcionalidade; devem ser estabelecidos objetivos ou metas propositalmente restritas, que tenham como propósito estreitar as possibilidades de ação e direcionar a análise para a escolha de uma determinada ação previamente acertada. Em suma, o que se espera com a dispensa?**

A Resolução CNPE nº 17/2017, define a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, estabelecendo como prioridade para política energética a maximização da recuperação dos recursos.

O art. 3º, inciso II do mesmo normativo estabelece que cabe à ANP a fixação de critérios que ampliem a atratividade das áreas a serem licitadas para exploração e produção de petróleo, face à competição global por recursos de exploração e produção. O normativo determina que, na definição de critérios para gerar atratividade para o setor, a ANP deve observar os cenários da indústria à época das tomadas de decisão.

Em linha com a atual conjuntura da indústria, e em virtude da baixa competitividade apresentada pela 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, o Decreto nº 10.320, de 09 de abril de 2020 instituiu o Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM) com a missão de realizar estudos para entender a conjuntura do E&P do Brasil, visando aumentar a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações.

Neste diapasão, foi constituído no âmbito do BidSIM o subcomitê 1, ao qual compete a identificação e a análise preliminar de oportunidades de aprimoramentos em temas que afetem direta ou indiretamente o potencial do Brasil em aumentar sua competitividade na atração de investimentos.

No âmbito deste subcomitê formam abertas rodadas de discussão com a indústria sobre o cenário atual de E&P no Brasil nas quais foram pontuados que apenas alterações no regime de contratação não seriam suficientes para trazer atratividade desejada ou viabilizar certos projetos já contratados.

Assim, o modelo brasileiro precisaria ter maior resiliência para competir pela atratividade de investimento com outros países produtores de petróleo. Foi apontada ainda a aceleração da transição energética como ponto de atenção, alertando-se que países com modelos menos resilientes podem, ao final da transição, permanecer com reservas não exploradas e não desenvolvidas. As empresas indicaram ser este momento uma janela de oportunidade para a indústria de óleo e gás, tendo em vista que a velocidade da transição energética está estreitamente atrelada à decisão de investimento das empresas, e estas têm sinalizado sua transmutação para outras fontes energéticas.

Neste diapasão, um aprimoramento apontado como necessário foi a adaptação das normas de garantia de descomissionamento. Em virtude deste apontamento o Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural endereçará a questão à ANP, que tem competência sobre a matéria, para que enfrente este desafio à atratividade.

Tendo em vista o desafio exposto, o objetivo delineado pela instituição do Título Executivo Extrajudicial na minuta de resolução está em conformidade com as políticas públicas definidas para o setor. A intenção da definição deste Título é diminuir a oneração excessiva dos agentes quando o porte e a saúde financeira da empresa de E&P indicam um baixo risco de inadimplemento da obrigação. Desta forma, pretende-se aumentar a atratividade do setor diminuindo a oneração de projetos quando esta medida se justifique.

Em um cenário de competição global por investimentos, países como Estados Unidos e Inglaterra não exigem garantias se os passivos de descomissionamento das empresas forem inferiores a 50% do seu patrimônio, assim, se o Brasil deseja competir por atração de investimentos, exigir garantias para empresas que se mostrem muito saudáveis financeiramente e, conseqüentemente, com baixo risco de quebra, pode significar uma desproporcional oneração, o que poderia acarretar uma fuga de investimentos no setor.

Assim, **o objetivo desta dispensa de garantia está diretamente relacionado ao problema regulatório apresentado** que seria a oneração desnecessária de projetos de E&P sopesados os riscos de default das empresas.

Quanto à verificação de **proporcionalidade** da medida, vamos analisá-la sob a ótica da tríplice manifestação deste princípio, avaliando-se a Adequação, a Necessidade e a Proporcionalidade em Sentido Estrito da medida sugerida.

A medida mostra-se adequada pois promove o resultado pretendido, a instituição do Título Executivo Extrajudicial diminui a oneração do projeto o que aumenta a atração de investimentos na medida que retira um gasto que seria dispendido com a garantia financeira para que possa ser aportado na atividade de E&P.

Segundo estudo apresentado pela IHS, anexado aos autos do processo, o Título Executivo Extrajudicial não gera custo incremental para os concessionários, já os custos de garantia financeira podem chegar a US \$ 5/boe (30% do custo de abandono) em campos maduros em águas rasas, e em campos maduros de águas profundas, os custos com garantias podem chegar a US \$ 2/boe (43% do custo de abandono). Importante ainda apontar que conforme o referido estudo os campos maduros em águas profundas representariam 25% de todas as reservas que serão produzidas até 2030. Assim a medida alcança os fins pretendidos diminuindo a oneração excessiva do projeto do concessionário quando esta medida parece não se justificar.

Dando seguimento a análise o próximo subprincípio a ser analisado é o da Necessidade da medida. Nesta análise deve-se avaliar se dentre as medidas a serem tomadas pelo Poder Público a escolhida é a menos gravosa possível para o alcance do objetivo. Assim, quando a ação pretendida pelo poder público pondera dois objetivos, sendo que um deles restringirá o outro, deve-se buscar meios alternativos que atinjam o mínimo possível o objetivo em oposição.

No caso ambos os objetivos visam o interesse público primário. Um deles é a garantia do adequado descomissionamento das instalações, o outro é a diminuição da oneração dos projetos de E&P nos quais as empresas que possuam boa capacidade financeira para gerar aumento da atratividade e maximizar a recuperação das reservas brasileiras.

Observe-se que dentre as medidas de diminuição da onerosidade na apresentação de Garantias de Descomissionamento a instituição do Título também resguarda o objetivo de garantir o adequada desativação das instalações, haja vista que a empresa que apresenta este título deverá manter, durante toda a sua vigência, os critérios de Rating e patrimônio líquido estabelecidos na resolução. Assim, a medida permite que a ANP monitore a saúde financeira da empresa, sendo resguardada à Agência o direito de solicitar outra modalidade de garantia caso estas condições não sejam mantidas.

Outras medidas de dispensa de garantia sem o monitoramento da saúde financeira da empresa poderia gerar um uma lesão a garantia de devido descomissionamento, assim o tendo em vista que a medida é a que menos onera o objeto em oposição devido a exigência de Rating e patrimônio líquido, mostra-se ter ela suprido o requisito da necessidade.

Já a proporcionalidade em sentido estrito deve analisar se o ônus imposto pela norma é proporcional ao benefício por ela produzido.

Embora não seja possível antecipar a análise do risco de default de cada contratado no presente estudo, se, na realização de um exercício para a análise da proporcionalidade da norma, utilizarmos os três maiores produtores de petróleo e gás natural na atualidade como uma proxy das empresas que conseguiriam atingir as notas de classificação de risco entre brAAA e brAA, as quais são correspondentes ao rating de longo prazo na escala global BB, estima-se o **valor total a ser garantido** para estas três empresas em 2020 em US\$ 15,29 bilhões (quinze bilhões, duzentos e noventa milhões de dólares americanos), cerca de 83% da estimativa do total de descomissionamento a ser realizado referente aos campos que estão em produção no Brasil.

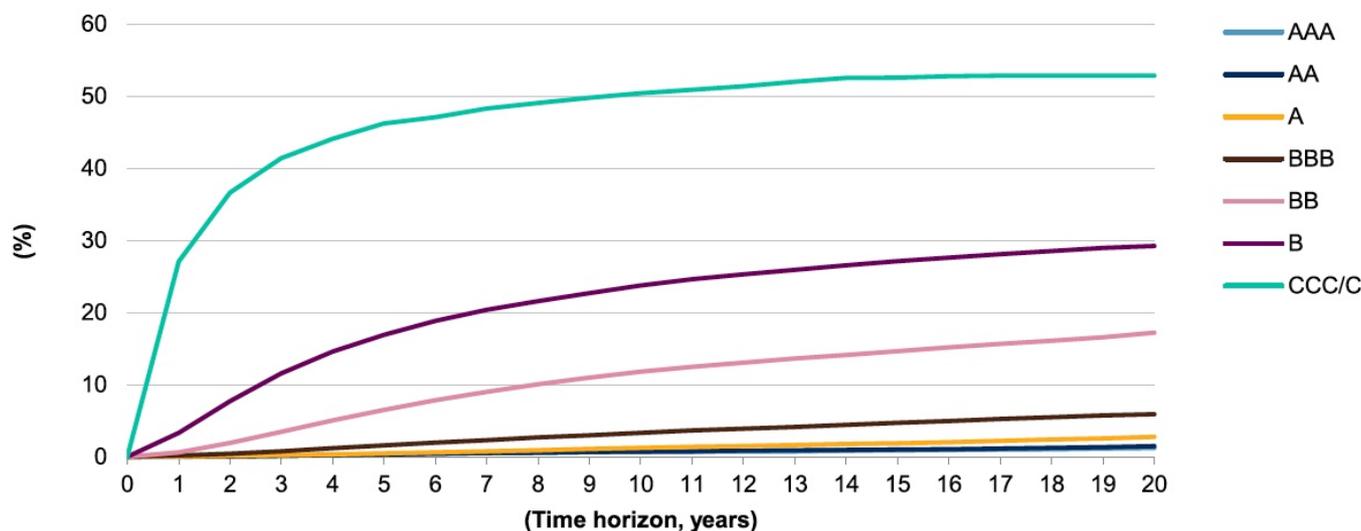
Com a aplicação do modelo de aporte progressivo, o somatório do valor a ser garantido anualmente dessas três empresas em 2020 é estimado em US\$ 2,92 bilhões (dois bilhões, novecentos e vinte milhões de dólares americanos).

Com base nos dados acima, utilizando um valor médio de 1,63% a.a. de custo para uma garantia para a transferência do risco de default para outra empresa do sistema financeiro, teríamos, apenas no ano de 2020, um custo de US\$ 47 milhões (quarenta e sete milhões de dólares americanos), e, extrapolando o cálculo até o fim da fase de operação dos respectivos campos, em 2056, o custo de US\$ 1,94 bilhões (um bilhão, novecentos e quarenta milhões de dólares americanos).

Partindo da premissa que estas empresas mantenham uma nota de classificação de risco equivalente à nota BB (rating de longo prazo na escala global), aplicando-se o percentual acumulado de taxa de default para empresas com este rating, de 18% em 20 anos (conforme gráfico abaixo), o valor esperado de default no mesmo período seria de US\$ 599,56 milhões (quinhentos e noventa e nove milhões e quinhentos e sessenta mil dólares americanos).

Gráfico do *default* médio por rating em 20 anos:

### Global Corporate Average Cumulative Default Rates By Rating (1981-2019)



Sources: S&P Global Ratings Research and S&P Global Market Intelligence's CreditPro®.

Copyright © 2020 by Standard & Poor's Financial Services LLC. All rights reserved.

Em suma, em uma análise custo benefício, a dispensa da garantia com todas as condicionantes de apresentação de Rating, limitação a 25% do Patrimônio Líquido, e instituição de um título que faz com que a aferição do valor da execução seja mais célere parece ser proporcional ao benefício de diminuir a onerosidade do projeto e atrair mais investimentos. Considerando os parâmetros mitigadores previstos na proposta de regulamento, a dispensa não representa risco não aceitável.

**e) DESCRIÇÃO DAS POSSÍVEIS ALTERNATIVAS:** identificar as diferentes possibilidades de se tratar o problema; a boa prática regulatória orienta que se evite a inclusão de alternativas claramente não viáveis ou ineficazes apenas para justificar a alternativa de inação ou ressaltar as vantagens de uma ação já previamente preferida. Em suma, quais seriam as outras alternativas que atenderiam os objetivos, e porque não adotadas?

Alternativas:

1. Não dispensar. Não atende porque os impactos, como mostrado acima, são muito relevantes, onerando as empresas de baixo risco e a competitividade das atividades de E&P no Brasil.
2. Dispensar com TEE sem rating. Não atende porque, a depender do rating das contratadas, a média do default acumulado pode chegar a um nível superior a 50% no período de 20 anos, de forma que os impactos seriam muito relevantes se todo o risco recaísse para a sociedade.
3. Dispensar a partir do critério de *rating*, sem exigir TEE. Seria a alternativa mais viável no atendimento dos objetivos porém menos desejável, pois o TEE é um instrumento que facilita a execução.

**f) POSSÍVEIS IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS:** o objetivo central desse ponto é analisar se as alternativas identificadas são capazes de gerar benefícios e ganhos superiores aos seus custos e desvantagens, de modo a orientar a escolha dentre as diferentes possibilidades de ação. Deve-se: (i) apontar alternativas - não regular, regular; (ii) avaliar os impactos de cada alternativa a fim de levar a escolhas mais conscientes, lastreadas nos impactos que cada uma delas teria o potencial de gerar.

1. **Regular/não regular a Dispensa.** A dispensa da exigência da transferência de risco para empresas com rating na faixa entre brAAA e brAA, conforme exposto nesta análise é viável, de forma que a escolha de não estabelecer uma regulação capaz de avaliar quando existe um nível inaceitável de risco dos custos de desativação recaírem sobre o governo e quando o nível de risco permite que este não seja transferido para outra empresa garantidora, implementando a dispensa com a apresentação da formalização da obrigação na forma de título executivo extrajudicial, embora mais simples, pode acarretar, segundo os dados e o exercício mostrado no item (d), em custos adicionais para as atividades de produção de petróleo e gás a partir de US\$ 2,92 bilhões (dois bilhões, novecentos e vinte milhões de dólares americanos) até o ano de 2056, apenas levando em conta os concessionários e campos que já se encontram em atuação atualmente. Caso a proposta seja a de regular, por meio da avaliação da classificação de risco emitida por agências classificadoras de risco e exigência de nota mínima brAAA e brAA, e limitando o valor a 25% do Patrimônio Líquido da contratada, o custo adicional é evitado, ao mesmo tempo que o valor esperado que pode vir a ser arcado pela sociedade em geral ou mesmo pelo Poder Público é menor, em comparação.
2. **Dispensar com TEE sem rating.** Efetuar a dispensa da apresentação de garantias sem a análise da nota mínima pode gerar impactos muito relevantes, uma vez que praticamente qualquer contratado estaria apto a ter a apresentação de garantia para fins de descomissionamento dispensada, o que levaria a um alto risco que as empresas entrassem em default ou mesmo perdessem a condição de solvência durante a fase de produção. Como exercício, supondo que, excetuando-se os três maiores produtores de petróleo e gás natural na atualidade, todos os contratados restantes tivessem um rating CCC (rating de longo prazo na escala global), que possui o risco acumulado de default de 52% em 20 anos. Estima-se que o valor total a ser

garantido em 2020 para estes contratados seja no montante de US\$ 3,14 bilhões (três bilhões, cento e quarenta milhões de dólares americanos). Com a aplicação do modelo de aporte progressivo, o somatório do valor a ser garantido anualmente para todas as empresas em 2020 é estimado em US\$ 1,17 bilhão (um bilhão, cento e setenta milhões de dólares americanos). O valor esperado do descomissionamento destas contratadas que pode vir a ser arcado pela sociedade em geral ou mesmo pelo Poder Público seria a partir de US\$ 612,29 milhões (seiscentos e doze milhões e duzentos e noventa mil de dólares americanos) em 20 anos. **Desta forma, entende-se que aceitar TEE sem a exigência de rating não é uma alternativa viável, uma vez que dado o longo prazo da fase de produção, o risco de default acumulado está em torno de 52%.**

3. **Dispensar a partir do critério de rating, sem exigir TEE.** Esta alternativa permite o equilíbrio entre custos e riscos para a sociedade semelhante ao de regular a dispensa conforme o item (f.1). Entretanto, caso a empresa venha a descumprir a obrigação (não descomissionar o campo), a ANP teria que instruir o processo de execução da contratada, partindo apenas do contrato de concessão e de suas obrigações, não contando com um título executivo extra-judicial já previamente formalizado com valor de face. Sem esse valor previamente definido, seria necessária a apuração do montante a ser executado, o que poderia ocasionar discussões judiciais, alongando o processo e dificultando a recuperação do valor e postergando a execução das atividades de descomissionamento.

**g) ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO: caso a ação pretendida envolva a criação de obrigações para terceiros, é preciso indicar mecanismos de fiscalização e coerção para que a medida pretendida seja eficaz, bem como indicar a estratégia de monitoramento dos resultados.**

A dispensa utilizando como base o rating, pressupõe a obrigação do contratado de obter e manter este rating junto à agência de classificação de risco durante toda a vigência do instrumento, conforme preveem as cláusulas 7 e 8 do modelo de Título Executivo Extrajudicial (Anexo VII da minuta de Resolução).

Cláusulas do Título Executivo Extrajudicial

7. A Contratada deverá apresentar, anualmente, até o dia 30 de junho, suas demonstrações financeiras referentes ao último exercício social, acompanhadas de parecer de auditor independente.

8. A contratada também se compromete a manter durante toda a vigência deste título as demais condições estabelecidas na regulamentação que autorizaram a emissão deste instrumento.

Recebidas as demonstrações financeiras, a ANP avaliará, anualmente, se foram mantidas a classificação de *rating* e a proporção do valor a ser garantido anualmente em relação ao patrimônio líquido atualizado da empresa.

Caso tais condições não sejam atendidas, a ANP notificará o contratado para se regularizar. Caso não seja apresentado o *rating* ou caso este não esteja de acordo com as disposições da resolução, a ANP exigirá a substituição da modalidade de garantia, na forma do art. 61, parágrafo único, da minuta de resolução.

Art. 61. Uma vez apresentada a garantia ou instrumento objeto desta Resolução, a sua aceitação ficará a critério da ANP, considerando o caso concreto.

Parágrafo único. A ANP pode, a qualquer tempo, determinar a substituição de uma modalidade de garantia ou instrumento que assegure o descomissionamento, nos termos desta Resolução, sempre que a avaliação técnico-financeira concluir pela sua ineficiência e sua inadequação no caso concreto.

Importante destacar que, em virtude desta análise solicitada pela Procuradoria, a SDP resolveu incluir no art. 60 mais uma hipótese de execução. Assim, para uma melhor coercibilidade da medida, foi incluído o inciso V ao art. 60, o qual apregoa que a não substituição da garantia quando solicitada pela ANP gera a execução da mesma.

Assim, caso o garantidor não mantenha a nota de classificação de risco (*rating*), terá que substituir o Título Executivo Extrajudicial por outro instrumento, dentro do rol de instrumentos aceitos pela ANP, sob pena de execução do Título. Encontram-se abaixo, destacadas em negrito, as alterações propostas ao art. 60:

Art. 60. A execução das garantias e dos instrumentos que assegurem o descomissionamento será efetuada pela ANP, quando ocorrer:

I - a extinção do contrato;

II - o descumprimento das atividades no âmbito do Programa de Desativação de Instalações;

III - a não renovação voluntária das garantias e instrumentos que assegurem financeiramente o descomissionamento no prazo de estabelecido no art. 3º, §4º;

IV - a interrupção das operações sem anuência da ANP não retomando as atividades após notificação; ou

**V - a não substituição de uma modalidade de garantia ou instrumento que assegure o descomissionamento na forma estabelecida no art. 61, parágrafo único.**

§ 1º A ANP notificará o operador ~~para cumprir suas obrigações~~, conferindo prazo de 90 dias, salvo casos de extrema urgência, para o adimplemento das obrigações

§ 2º Configurado o inadimplemento, a ANP iniciará o procedimento para execução das garantias financeiras ou instrumentos que asseguram o descomissionamento.

§ 3º O valor executado será depositado em conta bancária de titularidade da ANP exclusiva para este fim ou em conta determinada pela ANP, e somente será utilizado para as atividades de descomissionamento da área.

Considerou-se esta uma forma adequada de fiscalização e monitoramento do cumprimento da obrigação de manutenção do *rating*, e consequente da saúde financeira da empresa, tendo vista que há um mecanismo de monitoramento anual da obrigação, bem como um instrumento coercitivo caso a obrigação seja descumprida.

Adicionalmente, por questão de forma e aperfeiçoamento da redação, foi alterado o texto do parágrafo primeiro, eliminando redundância.

## Conclusões e Recomendações

Por meio desta Nota Técnica, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) apresenta suas respostas às solicitações desta d. Procuradoria, exaradas por meio da Cota nº 28/2020/PRG RJ-ANP/PGF/AGU (0859997).

Uma vez estando atendidas tais solicitações, recomendamos que a versão aprimorada da minuta de Resolução, encaminhada por meio da PA 0394/2020, e atualizada por esta Nota Técnica, seja analisada juridicamente 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.

\* ver Erik Banks - "Alternative risk transfer : integrated risk management through insurance, reinsurance, and the capital markets".



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA CAVADINHA COSTA DA SILVA, Superintendente Adjunta**, em 20/08/2020, às 11:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ELISDINEY SEFORA TUCCI DA FROTA, Coordenadora V**, em 20/08/2020, às 11:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS, Especialista em Regulação**, em 20/08/2020, às 11:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **JULIANA GUIMARAES MARTINS ERTHAL, Coordenadora de Processos e Infrações**, em 20/08/2020, às 11:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **SUZI ANE COSTA BARBOSA SCHERMA, Especialista em Regulação**, em 20/08/2020, às 11:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.anp.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0864697** e o código CRC **3D1909AD**.