

NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 003/2011/SDP/NFP

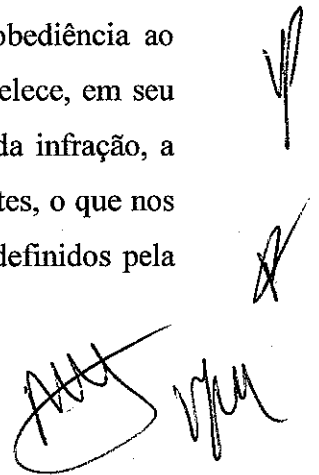
ASSUNTO: Critérios de Graduação da Pena da Multa na SDP/NFP

REFERÊNCIA: Nota nº. 254/2011/PRG/ANP/PGF/AGU, de 31 de março de 2011

I - INTRODUÇÃO

A questão de definir parâmetros para graduação da pena da multa aplicada pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), inclusive de seu Núcleo da Fiscalização da Medição da Produção (NFP), em atendimento aos mandamentos legais, tornou-se imperiosa a partir da lavratura dos primeiros autos de infração em 2010. Em um primeiro momento, as multas aplicadas pela SDP em virtude da perda indevida de gás natural associado exigiram da ANP um esforço na busca da mitigação de seus efeitos. Atualmente, muitos são os campos de petróleo que se adequam às normativas da Portaria ANP nº. 249/2000, quanto aos limites admitidos para queimas ou perdas de gás natural associado. A fiscalização desta Agência ANP, criada pela Lei nº. 9478/97, tem identificado estas não conformidades, dentre outras de diferentes razões, e atuado, através de autuação dos agentes infratores, buscando evitar o desperdício desnecessário deste recurso energético.

A lavratura de autos de infração gera processos administrativos punitivos, segundo procedimentos previstos no Decreto nº. 2.953/99, que regulamenta o procedimento administrativo para aplicação de penalidades por infrações cometidas nas atividades relativas à indústria do petróleo e ao abastecimento nacional de combustíveis. As penalidades a serem aplicadas são previstas na Lei nº. 9.847/99, em obediência ao *princípio da reserva de lei* (em sentido formal e material). Esta lei estabelece, em seu art. 4º, que a pena de multa será graduada de acordo com a gravidade da infração, a vantagem auferida, a condição econômica do infrator e os seus antecedentes, o que nos faz também albergar as infrações dos operadores de campos marginais, definidos pela Portaria ANP nº. 279/2003.



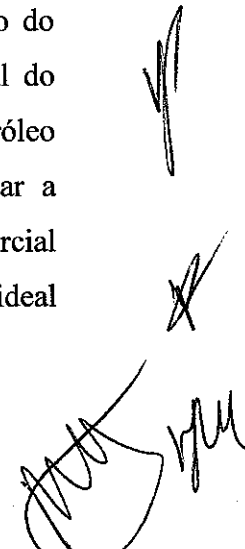
A fim de garantir um melhor sopesamento das penas de multa a serem aplicadas podem ser pensadas algumas metodologias de graduação da pena em sintonia com a Portaria ANP nº. 122/2008. O objetivo da presente Nota Técnica, portanto, é precisamente esboçar uma metodologia de aplicação da penalidade que se revele ao mesmo tempo de ágil aplicação ao julgador da multa, bem como capaz de cumprir o escopo de coibir a conduta reputada inadequada, abordando detalhadamente os casos de queima ou perda de gás natural associado no Brasil como referência.

Deve-se considerar que a metodologia esboçada é apenas um dos métodos possíveis e aplica procedimentos relativamente simples. Não há empecilho para que a presente metodologia venha a ser empregada para outras Penas de Multa aplicadas ou aprimorada, de modo a incorporar mais variáveis que levem em consideração outros aspectos que afetem a graduação de pena prevista na Lei nº. 9847/99, conforme lacuna identificada nos termos da Nota nº. 254/2011/PRG/ANP/PGF/AGU, de 31 de março de 2011.

II – HISTÓRICO DO CASO MOTIVAÇÃO – QUEIMA DE GÁS NO BRASIL

A queima de gás natural associado no Brasil sempre foi assunto de relevância na ANP, uma vez que a Lei nº 9.478, de 06/08/1997, artigo 8º, inciso IX, preconiza que cabe à Agência fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente.

Historicamente, a produção de petróleo sempre se deu em função da priorização do aproveitamento do óleo em detrimento ao gás natural. A primeira crise mundial do petróleo, no início da década de 70, impulsionou a pesquisa para exploração de petróleo na Bacia de Campos, a fim de garantir o abastecimento nacional e minimizar a dependência externa, diminuindo os impactos do petróleo sobre a balança comercial brasileira. Neste sentido, as plataformas projetadas na ocasião não objetivavam o ideal aproveitamento do gás natural.



A partir de meados da década de 80, o gás natural foi ganhando importância na matriz energética do Brasil com substancial valorização comercial. Com a crise do apagão no início do século XXI, a relevância do gás natural tornou-se maior, devido à construção de usinas termoelétricas, ocasionando um aumento significativo no consumo.

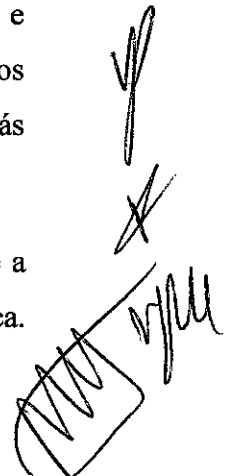
Neste sentido, no ano de 2000, a ANP empenhou-se na adoção de medidas visando um melhor aproveitamento do gás natural produzido no país, exemplificada através da contratação do Instituto Tecnológico da PUC-RJ para a realização de uma auditoria do sistema de gás natural da Bacia de Campos, culminando com a publicação do Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, aprovado através da Portaria ANP n° 249 em novembro do mesmo ano. Tal legislação estabelece que estão dispensadas de prévia autorização de queima de gás natural aquelas que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural associado da concessão. Outrossim, exceto os volumes queimados ou perdidos por razões de segurança, emergência ou testes de poços. Nenhuma outra queima ou perda de gás natural não associado seria autorizada.

Em função dos resultados da mencionada auditoria, ao longo de 2001 a ANP elaborou, juntamente com a Petrobras, o “Programa de Ajuste para Redução da Queima de Gás Natural na Bacia de Campos”, bem como estabeleceu um programa de ações a serem empreendidas pela empresa em suas instalações de produção, de acordo com a metodologia estabelecida pela Agência.

Em dezembro de 2001, a ANP definiu o conteúdo do “Termo de Compromisso” a ser assinado pelas Diretorias da ANP e da Petrobras, estabelecendo, dentre outros aspectos:

- (i) A Total prioridade no cumprimento das medidas estabelecidas no documento “Programa de Ajuste para Redução da Queima de Gás Natural da Bacia de Campos”; e
- (ii) A sistemática de acompanhamento das medidas estabelecidas, através de relatórios trimestrais de progresso, contendo os ganhos obtidos na redução da queima de gás natural;

Em 01 de agosto de 2002, o Termo de Compromisso foi assinado entre Petrobras e a Agência. Os resultados obtidos até 2004 foram considerados promissores para a época.

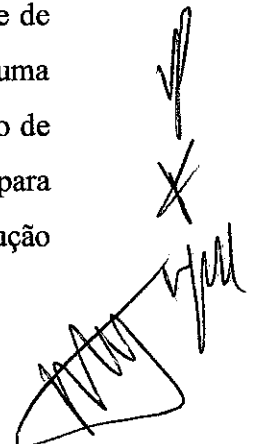


A média da queima de gás em 2000 e 2001 era de aproximadamente 6.196 Mm³/d e 7.072 Mm³/d, respectivamente. De janeiro a abril de 2002 a queima alcançou patamares de cerca de 8.492 Mm³/d. Em agosto de 2002, mês da assinatura do Termo de Compromisso, a queima reduziu-se bruscamente para níveis de 3.669 Mm³/d, permanecendo até dezembro de 2004 numa média de 4.231Mm³/d, o que demonstra o sucesso do programa para o período.

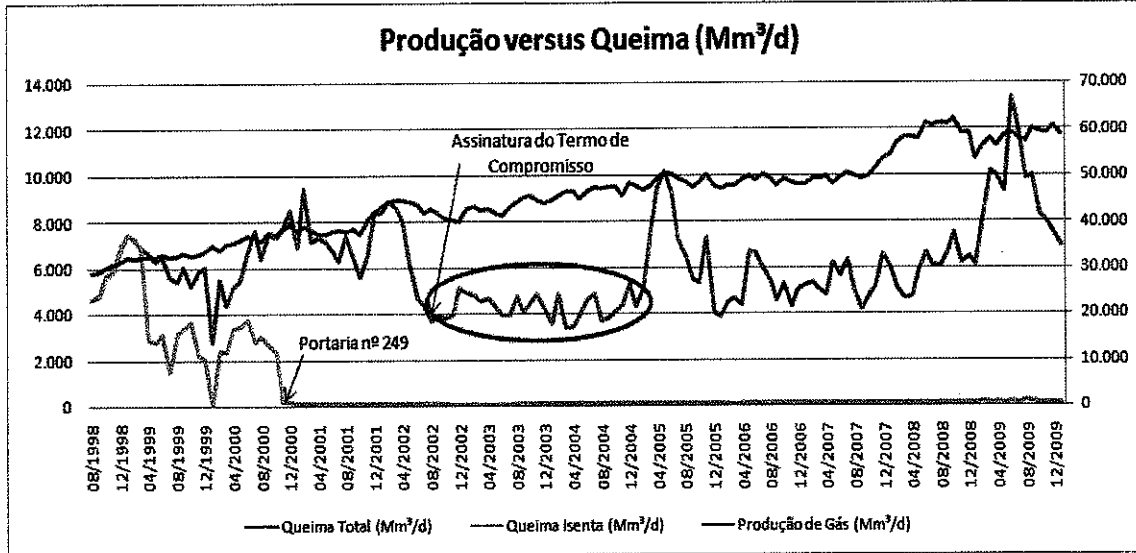
Entretanto, em 27/02/2005 ocorreu um acidente com a unidade de compressão C-2521 C no Pólo Arara, na bacia do Solimões, que inviabilizou o alcance da meta de 3,3MMm³/d do Programa para o referido ano, alcançando a média anual de 6.782Mm³/d. A ANP autorizou a queima extraordinária de gás natural associado, cobrando porém uma agilização na aquisição do compressor sobressalente, o que foi cumprido posteriormente. Adicionalmente, a ANP acompanhou o cronograma de reparo e realizou inspeção no complexo de Urucu para comprovar a causa do acidente. Este Programa ser descontinuado em 2005.

Após o fim do Programa, as autorizações de queima extraordinária de gás natural se deram através da aprovação dos Programas Anuais de Produção e através da autorização de queimas extraordinárias. Ao longo destes anos, diversas reuniões foram realizadas para o acompanhamento da queima de gás natural com os operadores, entretanto sem atuações. **A Superintendência SDP somente começou a autuar as operadoras por descumprimento dos níveis de queimas ou perdas de gás natural aprovados pela ANP em 2010.**

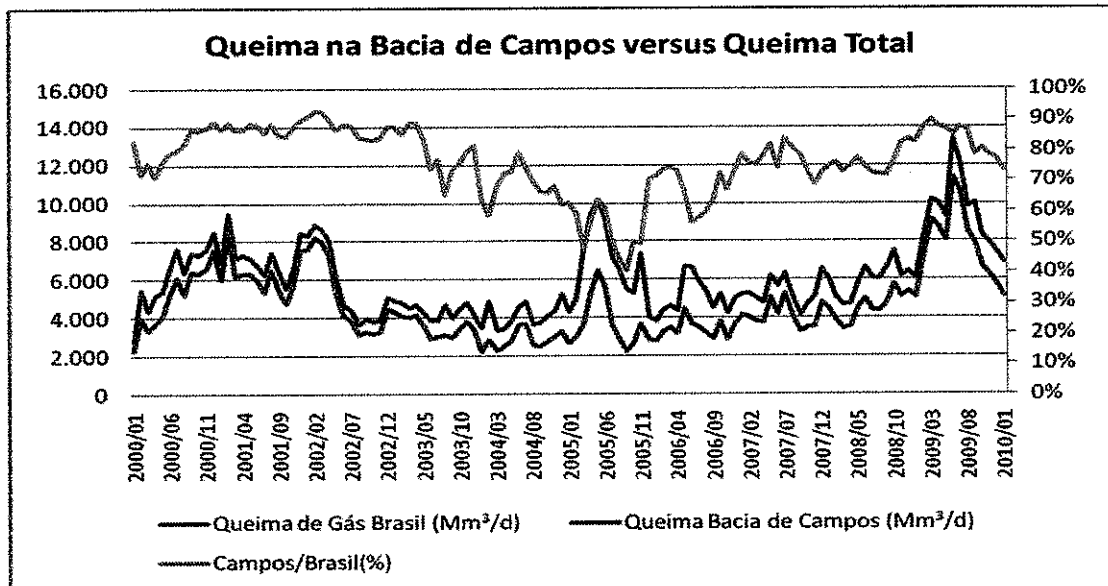
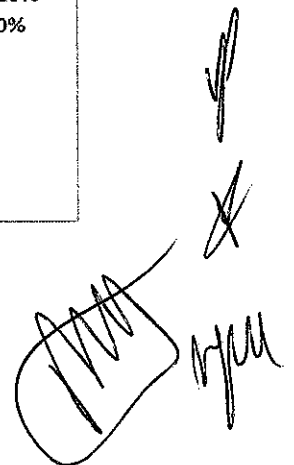
Nota-se que em 2009, a queima de gás apresentou expressivo acréscimo, também devido ao aumento da produção de gás natural, alcançando valores insustentáveis da ordem de 13,36 milhões de m³/d em junho deste ano. Tal fato levou à necessidade de indeferimentos de solicitações de autorização de queima extraordinária de gás e de uma mudança de postura por parte da ANP, para que o cenário não se repetisse ao longo de 2010, culminando no encaminhamento da Proposta de Ação nº 295/2010 para celebração de novo Termo de Compromisso das operadoras com a ANP para redução



de queima, em áreas em operação na Bacia de Campos, o que foi efetivamente aprovado pela Diretoria considerando o histórico graficado abaixo:

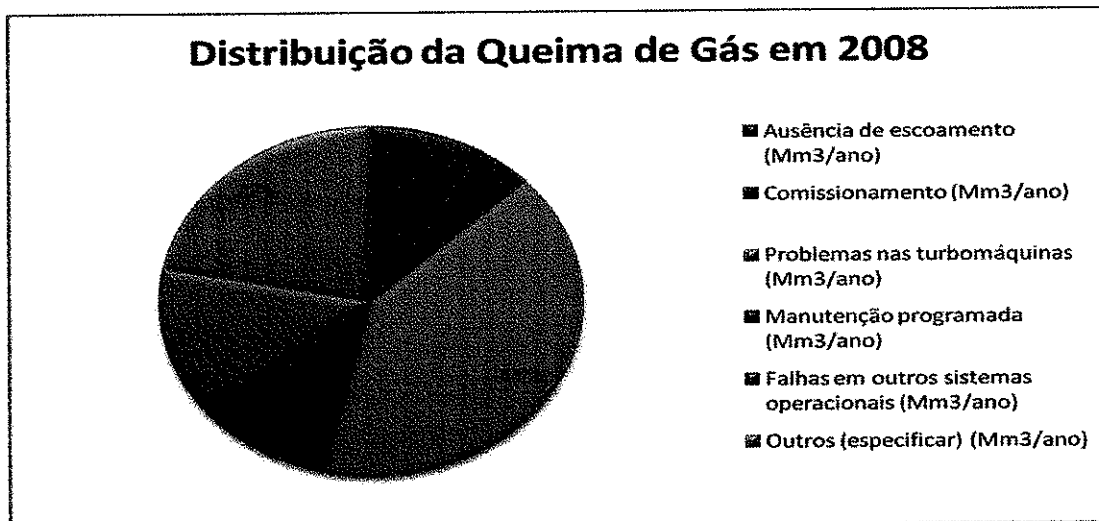


Vale ressaltar que, historicamente, a bacia de Campos sempre foi responsável pela maior parte do gás queimado, respondendo por 84,5% da queima nacional, o que pode ser demonstrado pela análise constante no gráfico abaixo para a Bacia de Campos até o início de 2010:

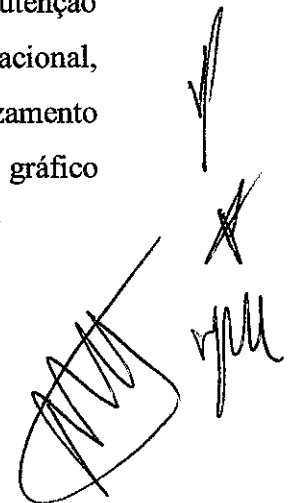



Assinaturas manuscritas no canto inferior direito da página.

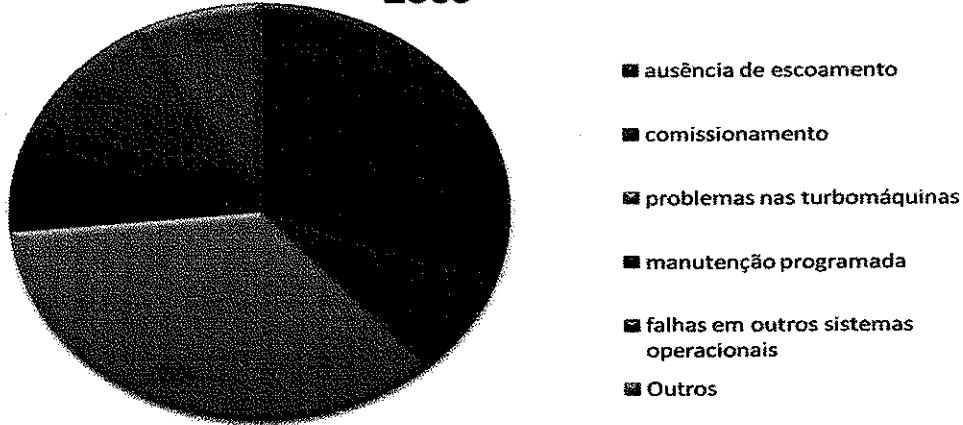
Selecionando 95% da queima em 2008, e discriminando seus motivos (vide figura abaixo), obtivemos que 41% (2.382 Mm³/d) se deram em função de problemas nas turbomáquinas, 9% (514 Mm³/d) por ausência de sistema de escoamento, 14% (842 Mm³/d) por falhas em outros sistemas operacionais, 4% (255 Mm³/d) por comissionamento, 10% (603Mm³/d) por manutenção programada e 22% (1.279 Mm³/d) por outros motivos como segurança operacional, perdas devido a contaminantes (H₂S e água), parada geral de emergência, vazamento em válvulas, instabilidade de processo, despressurizações de linhas de produção, baixa eficiência de compressão, etc.



Já em 2009, utilizando os mesmos critérios, obtivemos que 35,1% (3.119 Mm³/d) se deram em função de problemas nas turbomáquinas, 30,5% (2.732 Mm³/d) por ausência de sistema de escoamento (dos quais 8,4 % foi devido aos TLDs de Tupi e Jubarte), 10,5% (940 Mm³/d) por falhas em outros sistemas operacionais, 8,2% (736 Mm³/d) por comissionamento das unidades de produção, 7,6% (675 Mm³/d) por manutenção programada e 8,2% (728 Mm³/d) por outros motivos como segurança operacional, perdas devido a contaminantes (H₂S e água), parada geral de emergência, vazamento em válvulas, produção insuficiente para aproveitamento etc., conforme ilustra o gráfico abaixo:

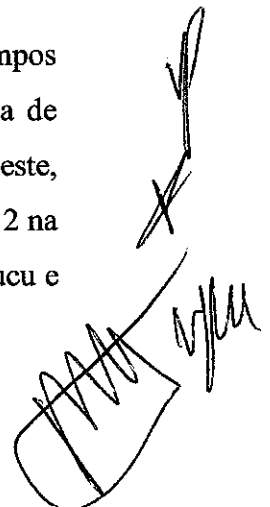


Discriminação dos motivos da Queima em 2009



O aumento da queima de gás em relação a 2008 deveu-se principalmente ao comissionamento das plataformas P-51, FPSO Espírito Santo, FPSO Frade e FPSO Cidade de São Mateus, à ausência do sistema de escoamento no FPSO BW Cidade de São Vicente (TLD de Tupi), FPSO Seillean (piloto de Cachalote) e P-34 (TLD de Jubarte), ao atraso na interligação do sistema de escoamento da plataforma P-51 em Marlim Sul e à limitação de meios de exportação da P-52 e do FPSO Brasil no campo de Roncador, ao aumento dos problemas nos turbocompressores na Bacia de Campos como um todo, incluindo a indisponibilidade de compressão na P-54, as quebras dos compressores nas plataformas de Marlim e o atraso na estabilização do sistema de compressão da P-53, e à parada programada para atividades de manutenção de Unidades da REDUC, a saber, Unidade de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (REDUCUFL) e Unidade de Processamento de Gás Natural (REDUC UPGN), além da Rio Polímeros.

O novo Programa de Redução de Queima levou em consideração que dos 20 campos que representaram 90% da queima nacional em 2009, 15 localizaram-se na Bacia de Campos (Roncador, Marlim Sul, Marlim, Marlim Leste, Jubarte, Albacora Leste, Cachalote, Marimbá, Garoupa, Piraúna, Bonito, Barracuda, Albacora e Namorado), 2 na Bacia do Espírito Santo (Golfinho e Camarupim), 2 na Bacia do Solimões (Rio Urucu e Leste de Urucu) e 1 na Bacia de Santos (TLD de Tupi).



Desta forma, conforme exposto acima e considerando as disposições na Lei nº 9.478 de 06/08/1997, artigo 8º inciso IX e artigo 44º inciso I, e nos Contratos de Concessão, itens 11 e 13, apontamos como solução um novo “Programa de Ajuste para Redução da Queima de Gás Natural na Bacia de Campos”, focalizando a resolução dos problemas nas turbomáquinas (manutenção, repotencialização e aquisição de novas unidades) e dos problemas relacionados aos gasodutos, principais motivos da queima de gás em 2009, o que de fato foi celebrado entre as partes interessadas. ()

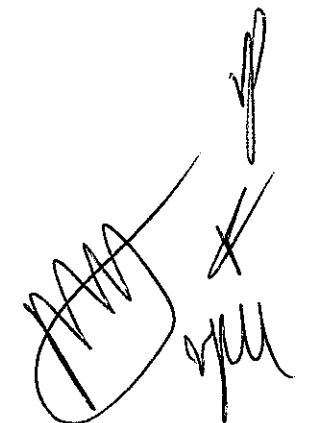
X

III - INFORMAÇÕES RELEVANTES SOBRE O CASO CONCRETO:

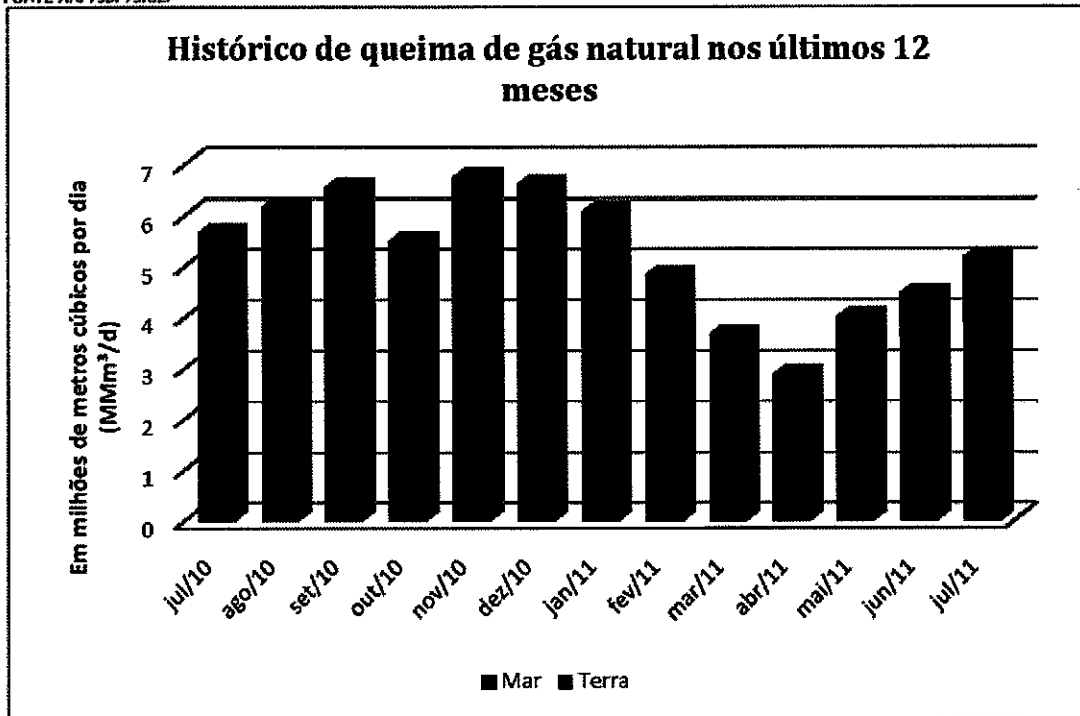
O início em 2010 do novo Programa de Redução da Queima, em adição à aplicação primeira, também naquele ano, de autos de infração para operadores que excedessem os limites de queima aprovados pela ANP, resultou em uma dramática redução da queima ou perda de gás natural no Brasil, conforme podemos verificar na Tabela (mês de julho/2011) e no gráfico (2010/2011) abaixo, se compararmos com os quase 13,5 MM m³/d de meados de 2009:

FONTE ANP/SDP/SIGEP

Bacia	Queima de Gás (Mm ³ /d)
Campos	2.501
Santos	1.230
Solimões	1.037
Sergipe	145
Recôncavo	90
Espírito Santo	79
Potiguar	65
Alagoas	19
Ceará	6
Camamu	3
Total geral	5.175

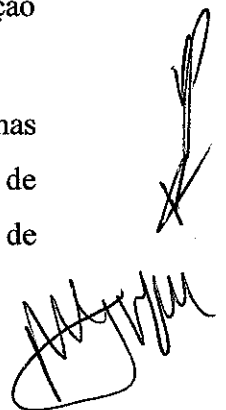


FONTE ANP/SDP/SIGEP



A queima de gás natural em volumes excedentes aos estabelecidos pela Portaria ANP nº 249/2000 é um problema que sempre esteve presente nas relações entre a SDP e os concessionários, particularmente a Petrobras. Em junho de 2009, a queima nacional alcançou 13.359,32 Mm³/dia, ainda que essa marca tenha sido motivada por caso fortuito – parada para manutenção de unidades da Rio-Pol e da Reduc, houve grande repercussão na imprensa, motivando uma ação regulatória mais incisiva por parte da ANP. As queimas ditas extraordinárias são aquelas que necessitam de autorização, de acordo com a Portaria ANP nº 249/2000. O item 7 deste Regulamento estabelece as premissas para queimas e perdas dispensadas de prévia autorização, que dentre elas destacam-se: queima abaixo de 3% da produção, produção de gás associado abaixo de 150 Mm³/mês, campos com RGO abaixo de 20 m³/m³ e queimas de segurança de até 30 Mm³/mês por piloto de instalação terrestre e 60 Mm³/mês por piloto de instalação marítima.

A queima de gás natural em plantas de processo das estações coletoras ou plataformas de produção marítima decorre de eventos como manutenção preventiva e corretiva de compressores, de linhas de transferência, gasodutos, *risers* e suas terminações, e de

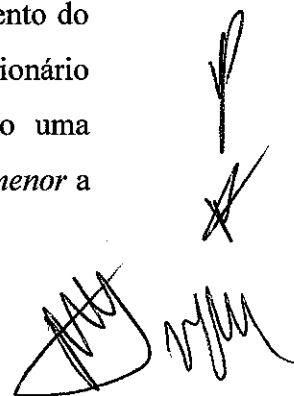


comissionamento de novas instalações. As queimas também resultam de instabilidade da produção (produção em golfadas), que implica dificuldade de controle do processo de separação e tratamento da produção. Em estágios mais avançados de exploração, os volumes de queima nas plataformas são afetados pelo aumento da produção de água, o que pode ocasionar uma maior demanda de compressão para as operações de elevação por *gas lift*, em detrimento da exportação de gás.

Ações gerenciais eficazes, sem dúvida, poderiam mitigar os efeitos negativos dessas ocorrências tão comuns, principalmente nas plataformas da Bacia de Campos, onde ocorrem as principais queimas, assim, por determinação da Diretoria, foram iniciadas as discussões sobre a elaboração de um acordo para redução de queima, considerando um conjunto selecionado de 18 concessões da bacia de Campos. Da mesma maneira, foi também convocada a Chevron, operadora do campo de Frade que, na época, apresentava níveis elevados de queima de gás. Depois de longas discussões com os concessionários, foram elaborados Termos de Compromisso, contendo intenções, prazos e resultados a alcançar num horizonte de cinco anos. Finalmente, a Resolução de Diretoria n° 939 de 3/11/2010 aprovou a celebração dos Termos de Compromisso firmados com os dois concessionários.

Para cumprimento das atribuições da ANP quanto ao controle da queima de gás natural associado faz-se mister a **aplicação também de adequados autos de infração** que visem coibir o desperdício de recursos energéticos escassos e não renováveis, além de evitar transtornos ambientais.

Atente-se para o fato de que a lógica subjacente à perda/queima de gás natural não é o simples desperdício de um recurso natural de baixo valor de mercado, mas sim a produção de outro recurso energético de valor comercialmente mais elevado: o petróleo em estado líquido. Assim, o petróleo em estado líquido é produzido em detrimento do gás natural a ele associado. Desta forma, o real benefício auferido pelo concessionário reside na produção do petróleo, configurada a perda do gás natural como uma externalidade que, embora não diretamente desejada, é assumida como um *mal menor* a ser suportado em favor da produção do petróleo.



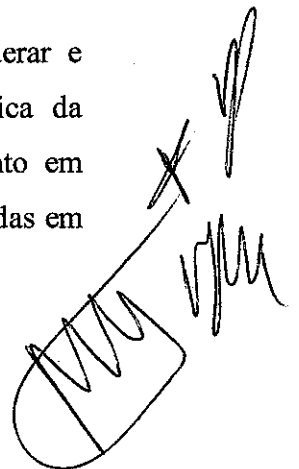
Alie-se a este fato a inexistência ou precariedade de mecanismos de escoamento e/ou armazenamento da produção de gás natural em diversos campos que impedem o aproveitamento racional destes recursos.

É o combate a esta mentalidade de desperdício de um recurso energético comercialmente menos valioso (gás natural) em detrimento de um mais valioso (petróleo) que deve ser o foco da atenção da ANP no exercício de seu poder de polícia quanto à questão das perdas de gás natural no Brasil.

IV - INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE O VALOR DA PENA DE MULTA:

A Nota n°. 254/2011/PRG/ANP/PGF/AGU, de 31 de março de 2011, quando da análise de recurso de concessionária autuada em razão de queima de gás excedente, referente à Proposta de Ação n°. 201/2011 (Processo: 48610.007868/2010-69), recomendou a SDP analisar cada um dos critérios de graduação de pena previsto no art. 4º da Lei 9847/99, e com base neles, graduar e justificar a penalidade devida pelo infrator naquele caso, principalmente, quanto a:

- a) Gravidade da Infração (GI): Além de considerar o percentual de queima ou perda de gás natural associado não autorizado, deveria a SDP também discorrer sobre a gravidade da infração em razão de sua natureza, abordando questões energéticas (desperdício de recursos escassos e não renováveis) e ambientais (poluição ambiental por emissão de gases, inclusive dos contaminantes ao hidrocarboneto gasoso);
- b) Vantagem Econômica Auferida (VEA): A Administração deve considerar e mensurar (ainda por estimativa, caso possível) a vantagem econômica da autuada, quer seja pela produção de petróleo ou pelo não investimento em alternativas possíveis de se evitar ou mitigar as referidas queimas ou perdas em comento;

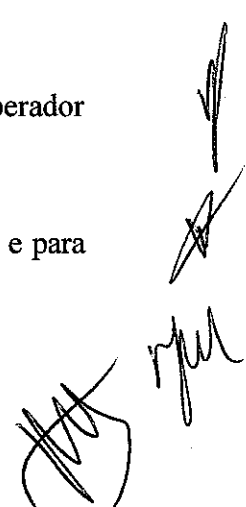


- c) Condição Econômica do Infrator (CEI): Classificação do porte das empresas de acordo com a classificação das operadoras pela ANP como "A", "B", "C" e "D";
e
- d) Antecedentes do Infrator (AI): Além da reincidência do infrator, deveriam ser considerados também outros antecedentes, uma vez que a autuada possuía diversos outros casos de queima de gás excedente ao aprovado pela ANP.

Ao mesmo tempo em que nos parece de simples inferência a Gravidade da Infração e os Antecedentes, além da Condição Econômica do infrator, a Vantagem Auferida requer o desenvolvimento de metodologia singular para o atendimento à recomendação da Douta Procuradoria-Geral Federal, inclusive quando da alberga dos casos sem aparente vantagem econômica ou casos sem estimativas de VEA à priori.

Nesse sentido, propomos metodologia de fixação da penalidade para os casos auto de infração de infração da SDP/NFP, inclusive aqueles referentes à queima ou perda extraordinária de gás natural associado sem aprovação da ANP, que esteja baseada a expressão matemática que indique o Valor da Pena (VP) como resultado do produto da soma das variáveis que representam GI - Gravidade da Infração, CEI - Condição Econômica do Infrator e AI- Antecedentes do Infrator pela VEA-Vantagem Econômica Auferida, ou seja, $VP = (1 + \%GI + \%CEI + \%AI) * VEA$, onde:

- GI para infração grave poderia aumentar o valor da pena em 20%; infração moderada em 10%; e infração leve em 5%.
- CEI para infrator operador "A" poderia aumentar o valor da pena em 20%; operador "B" em 10%; e operadores "C" e "D" em 5 %.
- AI para empresas com antecedentes poderia aumentar o valor da pena em 10% e para empresas sem antecedentes poderia ter reduzido o valor da pena em 10%.



Faz-se necessário também esclarecer que a Gravidade da Infração (GI), para fins desta metodologia explicitada por meio da presente nota técnica, está classificada como leve, moderada e grave de acordo com sua natureza da infração, a saber:

a) As infrações são consideradas como leves quando não estiverem significativamente contrárias aos procedimentos contidos nas normas regulatórias, embora se não corrigidas possam evoluir para infrações moderadas ou graves.

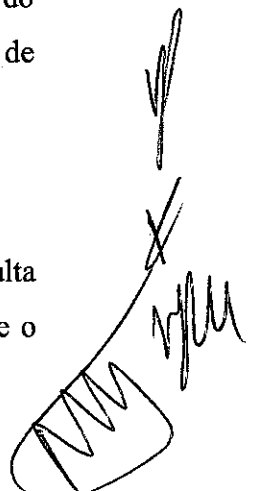
Valores obtidos na frequência (i) mensal de até 15% acima do limite superior regulamentar ou (ii) anual de até 10% acima do limite superior regulamentar, podem ser consideradas como infrações leves.

b) As infrações são consideradas moderadas quando estiverem significativamente contrárias às normas regulatórias da ANP de forma que não estejam sendo cumpridos os procedimentos/limites do regulamento, ou constituírem reincidência de uma infração leve.

Valores obtidos na frequência (i) mensal maiores que 15% e até 30% do limite superior regulamentar ou (ii) anual maiores que 10% e até 20% do limite superior regulamentar, podem ser consideradas como infrações moderadas.

c) As infrações são consideradas graves quando configurarem ausência absoluta de cumprimento aos regramentos regulatórios, ou constituírem reincidência de uma infração moderada ou contumácia na incidência de infrações leves, devidamente comprovadas durante as ações de fiscalização. Valores obtidos na frequência (i) mensal maiores que 30% do limite superior regulamentar ou (ii) anual maiores que 20% do limite superior regulamentar; ou ainda acima de valores determinados por Resolução de Diretoria, podem ser consideradas como infrações graves.

Dessa forma, limitando-se sempre ao máximo do Valor da Pena possível da multa aplicada, recomenda-se nos casos onde não haja aparente vantagem econômica que o



VEA seja arbitrado pela ANP (i) para empresas do porte “A” com aumento de 500% ao valor mínimo estabelecido; (ii) para empresas do porte “B” com aumento de 250% ao valor mínimo estabelecido; e (iii) para empresas “C” e “D” no valor mínimo estabelecido.

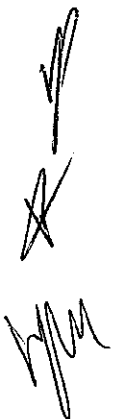
Ainda nessa esteira, recomenda-se nos casos onde não haja condições de cálculo de estimativa para a vantagem econômica auferida que o VEA seja arbitrado pela ANP (i) para empresas do porte “A” em 50% do valor máximo estabelecido; (ii) para empresas do porte “B” em 25% do valor máximo estabelecido; (iii) para empresas “C” e “D” no valor mínimo estabelecido.

Para todos os demais casos onde a Vantagem Econômica Auferida poder ser calculada, o VEA é o resultado dessa apuração.

Portanto, retornando-se ao caso da queima excedente de gás natural no Brasil, a metodologia que primeiro nos parece razoável tomar por base para aferir a vantagem auferida da infração, é aquela com base nos seguintes quesitos:

(i) a *razão gás-óleo* (RGO) existente em um determinado campo produtor. Esta razão expressa a relação entre o volume (em m³) de gás associado produzido e o volume (em m³) de petróleo produzido. Por exemplo, um campo que revele uma RGO de 500 m³ de gás natural / m³ de petróleo produz, para cada metro cúbico de petróleo, 500 metros cúbicos de gás natural associado.

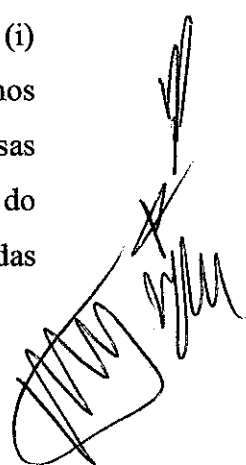
A informação sobre a RGO de cada campo é facilmente acessível aos servidores da ANP por meio do banco de dados SIGEP, de modo a não dificultar ao aplicador da pena o acesso célere a este dado necessário à aplicação da pena.



(ii) Após a consulta a RGO do campo, deve-se aferir qual o limite de perda de gás natural associado permitido para aquela concessão (seja este limite definido nos termos do Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, constante da Portaria ANP nº. 249, de 1º de novembro de 2000, seja por autorização *ad hoc* da Diretoria Colegiada da Agência).

A ultrapassagem deste limite de perda do gás natural significa que o concessionário produziu quantidade de petróleo acima do necessário para manter-se dentro dos níveis aceitáveis de perda de gás natural associado. Deve-se então subtrair do total de petróleo efetivamente produzido o valor que deveria ter sido produzido para obedecer aos limites de perda de gás natural associado.

Como uma parcela do valor do petróleo produzido é efetivamente consumida pelos custos operacionais, poder-se-ia fazer o desconto de tais custos para efeito de cálculo da vantagem em óleo efetivamente auferida. Contudo, ainda que se reputasse como custo operacional um valor arbitrado, o valor da vantagem auferida poderia ultrapassar o limite de multa na Lei nº. 9.847/99. Nestes casos, o aplicador da pena não pode suplantar o valor máximo de multa legalmente previsto, recomendando-se para casos como esse a aplicação do valor máximo. Assim, pode-se tomar como preço de referência a tabela de preços de metro cúbico de petróleo por campo, divulgada pela Superintendência de Participações Governamentais para efeitos de pagamento de participações governamentais e de terceiros, atualizada mensalmente (Tabela disponível publicamente no sítio da ANP, na Guia Participações Governamentais e de Terceiros > Preços de Referência). Como uma parcela do valor do petróleo produzido é efetivamente consumida pelos custos operacionais, poder-se-ia fazer o desconto de tais custos para efeito de cálculo da vantagem em óleo efetivamente auferida. Contudo, ainda que se reputasse como custo operacional um valor arbitrado, no âmbito das (i) grandes empresas de petróleo, classificadas como operadora “A” pela ANP, poderíamos arbitrar 50% do valor de referência de custo a ser descontado; (ii) para empresas classificadas como operadora “B” poderíamos arbitrar um valor de custo de 70% do valor de referência, enquanto que (iii) para médias e pequenas empresas, classificadas



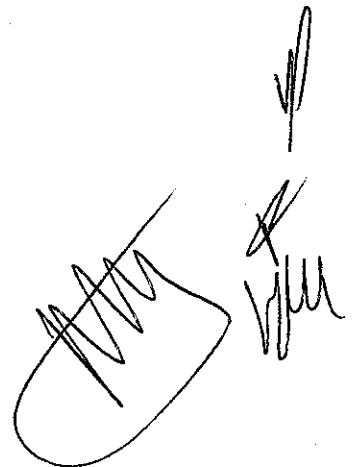
pela ANP como operadoras “C” e “D”, um valor de custo de 90% do valor de referência poderia ser arbitrado pela Agência).

Tal situação, especialmente em campos de maior porte, pode conduzir à aplicação do art. 8º, inc. I, da Lei nº. 9.847/99, ou seja, pena de suspensão temporária, total ou parcial, de funcionamento de estabelecimento ou instalação, a ser aplicada quando a multa, em seu valor máximo, não corresponder, em razão da gravidade da infração, à vantagem auferida em decorrência da prática infracional. Deve-se ponderar com bastante cuidado esta possibilidade, devido aos graves efeitos que podem decorrer da paralisação, por atuação da autoridade administrativa, da produção em um campo.

(iii) Como uma última observação, para os casos de queima de gás natural não-associado, recomenda-se que seja adotada sempre a penalidade máxima, dado que tal prática de perda é gravíssima e expressamente vedada na Portaria ANP nº. 249/2000. Precisamente por não se tratar de gás associado, sua produção não é condição essencial à produção do petróleo, devendo tal gás não-associado ser explorado somente para efetivo aproveitamento.

V - FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

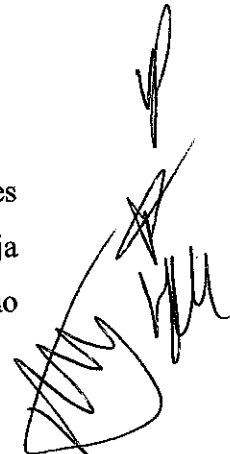
- Lei nº. 9.478/97 (art. 8º, inc. VII);
- Lei nº. 9.847/1999 (especialmente os artigos 3º, inciso IX / art. 4º / art. 8º);
- Decreto nº. 2.953/99;
- Portaria ANP nº. 249/2000;
- Portaria ANP nº. 279/2003; e
- Portaria ANP nº. 122/2008.



VI - CONCLUSÃO

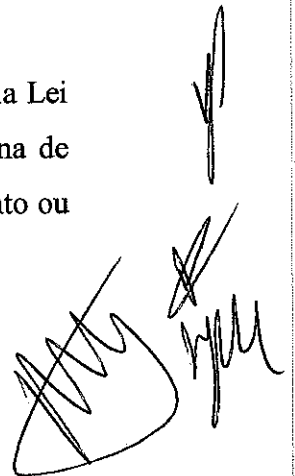
Como conclusão, extrai-se o seguinte:

1. A metodologia desenvolvida nesta nota técnica recomenda ao julgador da SDP/NFP que o Valor da Pena (VP) seja calculada como o resultado do produto da soma das variáveis que representam GI - Gravidade da Infração, CEI - Condição Econômica do Infrator e AI- Antecedentes do Infrator pela VEA- Vantagem Econômica Auferida, ou seja, $VP = (1 + \%GI + \%CEI + \%AI) * VEA$, onde:
 - GI para infração grave poderia aumentar o valor da pena em 20%; infração moderada em 10%; e infração leve em 5%.
 - CEI para infrator operador "A" poderia aumentar o valor da pena em 20%; operador "B" em 10%; e operadores "C" e "D" em 5 %.
 - AI para empresas com antecedentes poderia aumentar o valor da pena em 10% e para empresas sem antecedentes poderia ter reduzido o valor da pena em 10%.
2. Em cumprimento legal ao limite máximo do Valor da Pena de multa possível de ser aplicada, recomenda-se nos casos onde não haja aparente vantagem econômica que o VEA seja arbitrado pela ANP (i) para empresas do porte "A" com aumento de 500% ao valor mínimo estabelecido; (ii) para empresas do porte "B" com aumento de 250% ao valor mínimo estabelecido; e (iii) para empresas "C" e "D" no valor mínimo estabelecido.
3. Recomenda-se ao julgador da SDP/NFP que nos casos onde não haja condições de cálculo de estimativa para a vantagem econômica auferida que o VEA seja arbitrado pela ANP (i) para empresas do porte "A" em 50% do valor máximo



estabelecido; (ii) para empresas do porte “B” em 25% do valor máximo estabelecido; (iii) para empresas “C” e “D” no valor mínimo estabelecido.

4. Para todos os demais casos onde a Vantagem Econômica Auferida poder ser calculada, o VEA é o resultado dessa apuração.
5. A quantificação da vantagem auferida deve tomar por base, para os casos de queima excedente de gás natural associado, o valor do petróleo produzido a mais em consequência da perda de gás indevidamente realizada, e não o valor do gás natural perdido, sob pena de ineficácia das medidas regulatória de repressão às perdas indevidas de gás natural associado.
6. A base de preços para a quantificação da vantagem auferida em petróleo poderá ser a tabela de preço de referência de petróleo por campo, divulgada pela Superintendência de Participações Governamentais para efeitos de pagamento de participações governamentais e de terceiros, atualizada mensalmente.
7. Pode-se descontar o custo operacional do preço de referência de petróleo por campo, ou arbitrar este valor em (i) 50% do valor de referência do para grandes empresas de petróleo classificada como operadora “A” pela ANP e em (ii) 70% do valor de referência para médias empresas classificadas como operadora “B” e “C”, (iii) enquanto que para pequenas empresas classificadas pela ANP como operadoras “D” um valor de custo de 90%.
8. Em caso de o valor da vantagem auferida superar o limite estabelecido pela Lei nº. 9.847/99, deve-se considerar a real possibilidade de aplicação da pena de suspensão temporária, total ou parcial, de funcionamento de estabelecimento ou instalação, nos termos do art. 8º, inc. I, da Lei nº. 9.847/99.

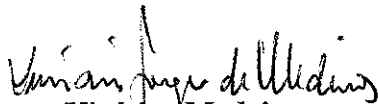


9. Para os casos de queima de gás natural não-associado, recomenda-se que seja adotada sempre a penalidade máxima, dado que tal prática de perda é gravíssima e expressamente vedada na Portaria ANP nº. 249/2000. Precisamente por não se tratar de gás associado, sua produção não é condição essencial à produção do petróleo, não havendo qualquer justificativa plausível para a produção deste gás não-associado caso não seja efetivamente aproveitado.

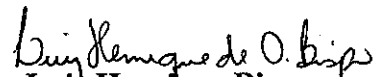
Rio de Janeiro, 30 de setembro de 2011.



Vitor Pimentel
Especialista em Regulação



Vinicius Medeiros
Especialista em Regulação

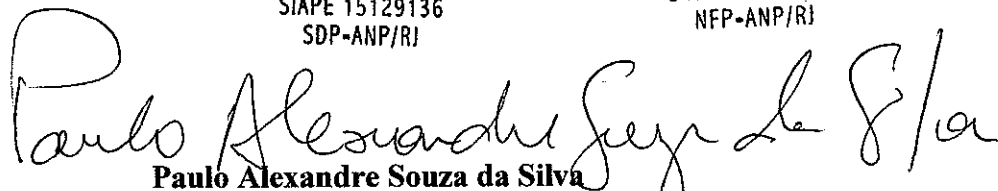


Luiz Henrique Bispo
Especialista em Regulação

VINICIUS JORGE DE MEDEIROS
Especialista em Regulação
SIAPE 15129136
SDP-ANP/RJ

LUIZ HENRIQUE DE O. BISPO
Especialista em Regulação
SIAPE 16494490
NFP-ANP/RJ

Coordenação:



Paulo Alexandre Souza da Silva
Superintendente de Desenvolvimento e Produção

PAULO ALEXANDRE SOUZA DA SILVA
Superintendente de Desenvolvimento
e Produção
SIAPE 01453894-3
SDP-ANP/RJ