

Proponente	Dispositivo	Texto mínta	Proposta com controle de alterações	Justificativa	Avaliação preliminar	Comentários SDP
Petrobras IBP	Art. 2º, I	I - comissionamento: conjunto de atividades executadas sobre itens, malhas, subsistemas e sistemas, objetivando inspecionar e testar cada equipamento da instalação, a fim de garantir que estejam instalados e aptos a operar dentro das condições normais de projeto, a partir do primeiro óleo até atingir o valor do IUGA projetado para a unidade em plena operação, considerando sistemas de exportação e injeção de gás, quando aplicável.	I - comissionamento: conjunto de atividades executadas sobre itens, malhas de controle, subsistemas e sistemas, objetivando inspecionar e testar cada equipamento da instalação, a fim de garantir que estejam instalados e aptos a operar dentro das condições normais de projeto, a partir do primeiro óleo até atingir o valor do IUGA projetado para a unidade em plena operação, considerando sistemas de exportação e injeção de gás, quando aplicável.	Qualificar as atividades de comissionamento dos sistemas de exportação de gás que podem ocorrer vários meses após o início da produção e da injeção de gás. A modificação visa à qualificação das atividades de comissionamento dos sistemas de exportação de gás que podem ocorrer vários meses após o início da produção e da injeção de gás.	Acatada parcialmente.	Quanto ao termo "malha de controle", considera-se mais adequado do que o termo "malha". Portanto, a sugestão foi acatada. Quanto à sugestão para o trecho final, a intenção é restringir o comissionamento ao atingimento do IUGA da unidade independentemente de o sistema de exportação estar comissionado. O acatamento da sugestão implicaria em mudar esse entendimento.
Petrobras IBP	Art. 2º, II	II - convalidação de queima extraordinária: aprovação dada pela ANP para queimas extraordinárias realizadas em volumes superiores aos autorizados ou dispensados de prévia autorização.	II - convalidação de queima extraordinária: aprovação dada pela ANP para queimas extraordinárias realizadas em volumes superiores aos autorizados ou dispensados de prévia autorização.	Retirado referência à queimas extraordinárias, pois aquelas dispensadas de autorização prévia são consideradas ordinárias (ver revisão do Art. 6 VII e o Art. 6 §3º). A modificação visa à retirada da referência a queimas extraordinárias, pois aquelas dispensadas de autorização prévia são consideradas ordinárias (ver revisão do Art. 6 VII e o Art. 6 §3º).	Acatada.	A retirada da expressão "extraordinária" não altera o sentido do dispositivo.
Petrobras	Art. 2º, IV	IV - gás não associado: gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.	IV - gás não associado: gás natural produzido de jazida de gás seco, de jazida de gás e condensado ou jazida de petróleo abaixo da pressão de saturação, em que o gás encontra-se livre em contato com o petróleo (gás de capa).	Evitar que o gerenciamento da capa de gás seja feito de acordo com as regras do gás associado. O volume de gás de capa produzido não deve ser computado no cálculo do IUGA.	Não acatada.	Na prática, em algumas situações não é trivial distinguir gás de capa de gás associado dissolvido no óleo. A ocorrência de capa de gás se dá em reservatórios com presença de petróleo (gás associado) e não em reservatórios de gás não associado. A produção de capa de gás geralmente ocorre no final da vida do reservatório, sendo objeto de autorização específica pela SDP/ANP. O gás de capa é processado por equipamentos projetados para processar gás associado dissolvido produzido em conjunto com óleo. Portanto, considera-se mais adequado tratá-lo como gás associado, a fim de evitar possível confusão, e possível tratamento mais restritivo do que o gás associado, visto que, tratando-o como gás não associado, estaria vedada qualquer queima.
ABEGAS	Art. 2º, IV (sic)	VI - Índice de Utilização de Gás Movimentado (IUGA movimentado): percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado movimentado.	VI - Índice de Utilização de Gás Movimentado (IUGA movimentado): percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado movimentado.	Na visão da ABEGAS a introdução do conceito de IUGA Movimentado (Índice de Utilização de Gás Associado Movimentado), contradiz o objetivo desta resolução, descrito no Artigo 1, "ficam estabelecidos os procedimentos para controle e para redução de queimas e perdas de petróleo e gás natural". Se analisarmos, por exemplo os campos de Roncador, Marlim Sul e Marlim essa autorização aumentaria a queima em torno de 8,5 ton/CO2, somente nestes campos.	Não acatada.	Embora a utilização do IUGA mov possa permitir a queima, em valores absolutos, maior do que o IUGA, ele se aplica a UEPs que movimentam volumes de gás muito maiores do que os produzidos e que não têm condições técnicas de realizar dentro dos limites do IUGA. Além disso, o gás recebido ou recirculado é processado e deve ser considerado no cálculo. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP.
Petrobras IBP	Art. 2º, VII	VII - movimentação do gás natural: soma dos volumes de gás produzido, recebido e circulado para fins de elevação artificial.	VII - movimentação do gás natural: gás natural movimentado: soma dos volumes de gás produzido, recebido e circulado para fins de elevação artificial.	A modificação visa à padronização dos termos utilizados na minuta.	Acatada parcialmente.	A sugestão motivou a revisão da redação da definição que foi alterada para melhor se adequar aos moldes das demais definições da resolução. Nova redação: VII - movimentação do gás natural: fluxo, pelos equipamentos de processamento da unidade produção, de gás produzido, recebido e circulado para fins de elevação artificial.
Petrobras IBP	Art. 2º, X	X - queima ordinária: queimas ou perdas de gás natural associado dispensadas de prévia autorização;	X - queima ordinária: queimas ou perdas de gás natural associado ou petróleo dispensadas de prévia autorização.	A modificação visa à expansão do conceito para todas as queimas e perdas de hidrocarbonetos que não necessitam ser aprovadas, conforme previsto no Art. 6 I.	Acatada.	A sugestão foi acatada e aprimorada.
Petrobras IBP	Art. 2º, XI	XI - queima extraordinária: queima ou perda de gás natural associado sujeita à prévia autorização da ANP nos termos do Capítulo III, Seção II;	XI - queima extraordinária: queima ou perda de gás natural associado sujeita à prévia autorização ou convalidação da ANP ou nos termos do Capítulo III, Seção II e III;	A queima extraordinária também pode ser convalidada. (Art. 14º da minuta: No caso de queimas extraordinárias por limitação operacional superiores aos limites estabelecidos no art. 3º, o operador deverá comunicar em até 72h do início do evento e solicitar convalidação de queima extraordinária)	Acatada.	XI - queima extraordinária: queima ou perda de gás natural associado sujeita à prévia autorização ou posterior convalidação da ANP, nos termos do Capítulo III, Seção II e III;
Petrobras IBP	Art. 2º, XII	XII - queima de gás natural por motivo de emergência: volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente decorrente de: parada de emergência de unidade de produção que implique na cessação da produção de petróleo e gás natural; vazamento acidental nas instalações de produção, compressão, transferência e escoamento de petróleo e gás natural; ou evento de descontrole de poço.	XII - queima de gás natural por motivo de emergência: volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente decorrente de: parada de emergência de unidade de produção que implique na cessação total ou parcial da produção de petróleo e gás natural, considerando queima necessária para retorno e normalização da produção; vazamento acidental nas instalações de produção, compressão, transferência e escoamento de petróleo e gás natural; ou evento de descontrole de poço.	Nas situações em que há mais de um campo produzindo para a mesma UEP pode ocorrer uma parada parcial que também acarreta na necessidade de despressurização de riser. O retorno da produção também gera uma queima de gás, que precisa ser definida.	Não acatada.	Cassação refere-se a parada "total" de produção. Queimas extraordinárias relacionadas à redução ou retomada de produção serão objeto de análise para convalidação.
Petrobras IBP	Art. 2º, XIV	XIV - queima de gás natural por motivo de segurança: volume de gás natural utilizado para manter a operação segura nos queimadores de segurança (flares) de unidades de produção terrestres e marítimas.	XIV - queima de gás natural por motivo de segurança: volume de gás natural utilizado para manter a operação segura de unidades de produção terrestres e marítimas: (a) gás de piloto nos queimadores de segurança (flares) (b) gás de purga nos sistemas de flare e vents, (c) gás de assistência (durante queimas de emergência) para garantir a flamaabilidade de correntes com alto teor de inertes, com Poder Calorífico Superior (PCS) abaixo de 200 BTU/SCF (7,45 MJ/m³).	As despressurizações de dutos, equipamentos e poços são necessárias para realizar as manutenções diversas, trocas de trechos de linhas, intervenção em poços de forma segura. Neste caso poderá haver até queima em dia, mês ou ano diferente do período que foi produzido. Durante a indução de surgência de poços e retomada de produção de plataformas após paradas não programadas também é necessária queima de gás por questões de segurança, devido volume de gás insuficiente para partida de compressores, instabilidade de poços e planta de processamento primário, enquadramento do teor de contaminantes do gás etc.	Não acatada.	A proposta de revisão do regulamento considera que o gás de purga e de assistência estão incluídos na queima de segurança, como gás necessário para acionamento dos queimadores (inventário de gás necessário para manter a chama piloto do flare acesa com segurança).
Petrobras	Art. 2º, XV	XV - queima por comprovada necessidade operacional: a) as queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência; e b) as queimas e perdas decorrentes de testes de poços, na fase de exploração, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído.	XV - queima por comprovada necessidade operacional: a) as queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência; e b) as queimas e perdas decorrentes de testes de poços, na fase de exploração, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído; ou c) ou queima de gás natural devido a necessidade operacional durante um período de até 72 horas no qual ocorre a indução de surgência, reabertura e estabilização dos poços após paradas de produção programadas e não programadas.	Removida a expressão "na fase de exploração" por entender que estes testes podem ser realizados em outras etapas para avaliação do reservatório, ainda sem aproveitamento econômico. Entendemos que a ANP deveria incentivar atividades de avaliação de reservatório e, portanto, não deveria haver cobrança de Participações Governamentais quando não houvesse aproveitamento econômico do hidrocarboneto produzido.	Não acatada.	A redação proposta, limitando-se à fase de exploração, compatibiliza o disposto na Resolução de Diretoria (RD) 862/2014 e no Decreto 2.705/1998. Queimas extraordinárias relacionadas à redução ou retomada de produção serão consideradas queimas extraordinárias, podendo se enquadrar nos limites dispensados de prévia autorização ou ser objeto de análise para convalidação, conforme exposto na Nota Técnica 041/2019/SDP para retomada de produção quando de parada de emergência. O mesmo se aplica para queima decorrente de despressurização para manutenção programada. Embora sejam eventos que a queima de gás é inevitável, o operador consegue ter o controle da queima, podendo ser mais ou menos diligente. Em ambos os casos, não se considera adequada a isenção do pagamento de royalties.
IBP	Art. 2º, XV	XV - queima por comprovada necessidade operacional: a) as queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência; e b) as queimas e perdas decorrentes de testes de poços, na fase de exploração, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído.	XV - queima por comprovada necessidade operacional: a) as queimas e perdas decorrentes de testes de emergência; b) as queimas e perdas decorrentes de testes de poços com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído; c) as queimas para despressurização de dutos, linhas, equipamentos e poços para serviços de manutenções; d) ou queima de gás natural devido à necessidade operacional durante um período de até 72 horas no qual ocorre a indução de surgência, reabertura e estabilização dos poços após paradas de produção programadas e não programadas.	Sugerida a remoção da expressão "na fase de exploração" por entender que estes testes podem ser realizados em outras etapas para avaliação do reservatório, ainda sem aproveitamento econômico. Sugerida a inclusão da queima para despressurização de dutos, linhas e equipamentos por ser imprescindível a remoção de hidrocarbonetos antes de operações de manutenção.	Não acatada.	A redação proposta, limitando-se à fase de exploração, compatibiliza o disposto na Resolução de Diretoria (RD) 862/2014 e no Decreto 2.705/1998. Queimas extraordinárias relacionadas à redução ou retomada de produção serão consideradas queimas extraordinárias, podendo se enquadrar nos limites dispensados de prévia autorização ou ser objeto de análise para convalidação, conforme exposto na Nota Técnica 041/2019/SDP para retomada de produção quando de parada de emergência. O mesmo se aplica para queima decorrente de despressurização para manutenção programada. Embora sejam eventos que a queima de gás é inevitável, o operador consegue ter o controle da queima, podendo ser mais ou menos diligente. Em ambos os casos, não se considera adequada a isenção do pagamento de royalties.
Petrobras IBP	Art. 2º, XVI	XVI - utilização do gás natural: uso do gás natural para exportação, injeção em reservatórios, realização de elevação artificial e consumo na unidade de produção ou geração de energia elétrica.	XVI - utilização do gás natural: gás natural utilizado, usado, soma dos volumes de gás natural para exportação, injeção em reservatórios, realização de elevação artificial e consumo na unidade de produção ou geração de energia elétrica.	Padronização dos termos utilizados na minuta. A modificação visa à padronização dos termos utilizados na minuta.	Não acatada.	A definição segue os mesmos moldes das demais definições da resolução.
Petrobras IBP	Art. 3º, Caput	Art. 3º A ANP aprovará, anualmente, as previsões de queimas e perdas de gás natural associado juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção (PAP) e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de royalties.	Caput - A ANP aprovará, anualmente, as previsões de queimas e perdas de gás natural associado e petróleo juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção (PAP) e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de royalties.	Expandida abrangência do capítulo, pois trata da queima de diferentes fluidos, por exemplo no Art. 6 V.	Não acatada.	A eventual queima de petróleo assim como de gás não associado é considerada excepcional, não estando incluída no caput.
ABIQUIM	Art. 3º		Incluir lógica na qual os operadores não paguem royalties para os volumes de gás que estiverem acima da meta IUGA (percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido).	Sugerida a expansão da abrangência do capítulo, pois trata da queima de diferentes fluidos, por exemplo no Art. 6 V.	Não acatada.	O pagamento de royalties, bem como as situações de isenção, está previsto na Lei do Petróleo e regulamentado pelo Decreto 2.705/1998.
ABIQUIM	Art. 3º, § 1º	§ 1º O volume de queima ou perda de gás natural realizado, a cada mês, não poderá ser superior àquele correspondente ao IUGA previsto para o mesmo mês no PAP aprovado e em curso, acrescido de 15% (quinze por cento).		Pleitear a redução do valor de 15% para volumes excedentes além do previsto.	Não acatada.	A avaliação mensal da queima pressupõe a utilização de limite de tolerância. A minuta manteve a tolerância de 15% já praticada em decorrência da Portaria 249/2000 tem mostrado de aplicação adequada. Além disso, também é utilizado limite de 15% como tolerância para variações na produção (BMP) conforme contratos de E&P.

Petrobras IBP	Art. 3º, § 1º	§ 1º O volume de queima ou perda de gás natural realizado, a cada mês, não poderá ser superior àquele correspondente ao IUGA previsto para o mesmo mês no PAP aprovado e em curso, acrescido de 15% (quinze por cento).	§ 1º O volume de queima ou perda de gás natural realizado, a cada trimestre semest re, não poderá ser superior àquele correspondente ao volume aprovado para o mesmo trimestre no PAP aprovado e em curso.	A utilização de média trimestral proporciona maior flexibilidade ao Operador, minimizando os impactos sobre a produção e incentivando a identificação de melhorias futuras, inicialmente compensatórias, mas que poderiam vir a se tornar definitivas. Substitui o aspecto REATIVO por uma abordagem de OTIMIZAÇÃO, que tende a proporcionar benefícios futuros. É a abordagem utilizada no Reino Unido[2], onde o período de autorização é anual, porém há um acompanhamento mensal para permitir uma análise de tendências. Considerando que a PANP 249/2000 previa queima média anual de 10% e portanto permitia que o operador pudesse ter flexibilidade na gestão dos percentuais de queima, entendemos que essa mesma flexibilidade poderia ser aplicada para períodos de média trimestral. Benefícios - Redução dos riscos associados a partidas e paradas desnecessárias; - Evitar flutuações no fornecimento de gás ao mercado, através da minimização de restrições à produção; - Incentivo permanente ao desenvolvimento de soluções de redução de queima, de forma a promover eventuais compensações, que podem vir a ser incorporadas em definitivo (melhoria contínua) ao projeto / operação; - Redução do desgaste de equipamentos e sistemas de segurança. [2] DECC - Oil and Gas Guidance: fields and field development The UK installations operate with flare consents, which specify the flare quantity that must not be exceeded over a period of one year (for existing installations).	Não acatada.	Tema debatido durante a elaboração da minuta. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP para detalhes.
Petrobras IBP	Art. 3º, § 2º	§ 2º O controle sobre os volumes previstos no §1º será realizado:	§ 2º O controle sobre os volumes previstos no §1º será realizado, conforme apresentado no PAP :	Ver justificativa Art. 3º, II, c) Adequação ao novo item proposto (Art. 3º, § 2º, II, c)	Não acatada.	Já existe referência ao PAP no caput, sendo portanto, redundante a sugestão.
Petrobras IBP	Art. 3º, § 2º, I	I - por unidades de produção, para os campos marítimos;	I - por unidades de produção, para os campos marítimos;	Ver justificativa Art. 3º, II, c) Adequação ao novo item proposto (Art. 3º, § 2º, II, c)	Acatada.	
Petrobras IBP	Art. 3º, § 2º, II	II - por campos;	II - por campos;	Ver justificativa Art. 3º, II, c) Adequação ao novo item proposto (Art. 3º, § 2º, II, c)	Acatada.	
Petrobras IBP	Art. 3º, § 2º, II, a)	a) para os campos terrestres; e	a) para os campos terrestres;	Ver justificativa Art.3º, II, c) Adequação ao novo item proposto (Art. 3º, § 2º, II, c)	Não acatada.	Não acatada a alínea c) proposta
Petrobras	Art 3º, nova alínea		Art 3º, § 2º, II, c) para campos marítimos que possuem mais de uma unidade de produção.	Sugere-se que a legislação contemple as duas situações (campo ou UEP). Desta forma permite-se que o operador gereencie as ocorrências em suas instalações, incentivando investimentos para minimizar a queima da forma mais eficiente possível, ganho que poderia ser utilizado por uma plataforma menos eficiente em termos de queima, localizada no mesmo campo. A autorização por campo marítimo permite que, caso alguma UEP tenha algum evento de queima, outras UEPs do mesmo campo possam compensar esse evento tendo um desempenho melhor. Eliminar o controle por campo pode remover esse incentivo de melhor performance. Benefícios: - A flexibilidade proposta permite que sejam mantidos os níveis de oferta de hidrocarbonetos mesmo tendo limitações operacionais em um dos campos. - Adicionalmente, caso sejam atingidos níveis de produção superiores aos planejados, não haveria dupla penalização por ultrapassar os limites de queima, tendo em vista que a queima seria alocada por campo em razão da produção.	Não acatada.	A intenção proposta na minuta é justamente minimizar os efeitos de compensação que podem ocorrer quando um campo tem UEPs com performance muito distintas, conforme item IV.B - Implementação de novos dispositivos, da Nota Técnica 041/2019/SDP.
Petrobras IBP	Art. 3º - Novo inciso		Art. 3º, § 2º, III - Outros arranjos poderão ser solicitados pelo operador no envio do Programa Anual de Produção.	Ver justificativa do Art. 3º, § 2º, II, c) (nova alínea proposta)	Não acatada.	Os "arranjos" devem estar previstos nos regulamentos.
Petrobras IBP	Art. 3º, § 3º	§3º O descumprimento dos §§1º e 2º sujeita o infrator à aplicação de uma sanção para cada infração mensal, ressalvadas as hipóteses excepcionais de dispensa de prévia autorização e de convalidação.	§3º O descumprimento dos §§1º e 2º sujeita o infrator à aplicação de uma sanção para cada infração mensal, ressalvadas as hipóteses excepcionais de dispensa de prévia autorização e de convalidação. A infração mensal será considerada caso a média do trimestre for excedida, sendo aplicada a cada mês onde houve este excesso.	A utilização da média trimestral permite ao Operador realizar esforços ao longo do mês, de forma a provisionar margem para eventual problema ou corrigir alguma anomalia no início do período. Agrá como incentivo para que estes esforços e iniciativas sejam incorporados de forma definitiva ao processo, contribuindo para a melhoria da eficiência operacional. Por outro lado, a possibilidade de atuações mensal sempre que a média trimestral for excedida, mantém inalterada a capacidade da agência em aplicar autos de infração.	Não acatada.	Tema debatido durante a elaboração da minuta. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP para detalhes.
Petrobras IBP	Art. 5º, Caput	Art. 5º São vedadas:	Caput - São vedadas, exceto por motivos de segurança, emergência ou comprovada necessidade operacional :	Sugerida a retirada da redação que explicitava que tais queimas poderiam ser autorizadas excepcionalmente, pois podem não ser excepcionais, por exemplo queima de gás não associado por motivo de segurança, e podem não precisar ser autorizadas de maneira específica, por exemplo testes de poço informados em PAD ou PD. Além disso, substituída a descrição de diferentes operações pelo termo mais genérico de comprovada necessidade operacional.	Não acatada.	A queima por motivo de segurança e emergência estão previstas no art. 6º, Incisos V e VI, de maneira não restrita ao gás associado. Da mesma maneira a queima decorrente de teste em poço (que compõem junto com a segurança a comprovada necessidade operacional) está prevista no inciso III.
Petroreconcavo Potiguar E&P	Art 5º	II - a queima de petróleo.	II - a queima de petróleo óleo bruto .	O conceito de petróleo envolve tanto as frações líquidas quanto as gasosas.	Não acatada.	Pela definição da Lei N° 9.478/97, "petróleo é todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado".
Petrobras IBP	Art. 5º, § 1º	§1º A queima ou perda de gás natural não associado poderá ser autorizada, excepcionalmente, por motivo de segurança, emergência, testes ou limpeza de poços.	§1º A queima ou perda de gás natural não associado poderá ser autorizada, excepcionalmente, por motivo de segurança, emergência, testes ou limpeza de poços .	Retirados por motivos de segurança e emergência. Adequação à mudança proposta para o caput.	Não acatada.	Em coerência com o não acatamento da sugestão ao caput do art. 5º.
Petroreconcavo Potiguar E&P	Art. 5º, § 2º	§2º A queima de petróleo poderá ser autorizada, excepcionalmente, por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas.	§2º A queima de petróleo poderá ser autorizada, excepcionalmente, por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas, salvo para poços exploratórios que será permitida a queima por até 30 dias .	Poços exploratórios são perfurados visando à descoberta ou avaliação de reserva de óleo ou gás natural. O teste por somente 72h não é capaz de evidenciar o comportamento de um reservatório, verificar a variação de pressão durante o teste e a previsão de declínio de produção de gás.	Não acatada.	O teste em poço com duração de fluxo franco superior a 72 horas é considerado um TLD, tratado em dispositivo específico (Art. 11).
Petrobras IBP	Art. 6º, I, a)	a) a 3% (IUGA maior ou igual a 97%) da produção mensal de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima cuja produção se inicie em até cinco anos após a publicação desta Resolução;	a) a 3% (IUGA maior ou igual a 97%) da produção trimestral de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima ou campo que esteja em produção ou cuja produção se inicie em até cinco anos após a publicação desta Resolução .	A utilização de média trimestral proporciona maior flexibilidade ao operador, minimizando os impactos sobre a produção e incentivando a identificação de melhorias futuras, inicialmente compensatórias, mas que poderiam vir a se tornar definitivas. Substitui o aspecto REATIVO por uma abordagem de OTIMIZAÇÃO, que tende a proporcionar benefícios futuros. É a abordagem utilizada no Reino Unido[1], onde o período de autorização é anual, porém há um acompanhamento mensal para permitir uma análise de tendências. Considerando que a PANP 249/2000 previa queima média anual de 10% e, portanto, permitia que o operador pudesse ter flexibilidade na gestão dos percentuais de queima, entendemos que essa mesma flexibilidade poderia ser aplicada para períodos de média trimestral. Sugere-se também que a legislação contemple as duas situações (campo ou UEP). Desta forma permite-se que o operador gereencie as ocorrências em suas instalações, incentivando investimentos para minimizar a queima da forma mais eficiente possível, ganho que poderia ser utilizado por uma plataforma menos eficiente em termos de queima, localizada no mesmo campo. A autorização por campo marítimo permite que, caso alguma UEP tenha algum evento de queima, outras UEPs do mesmo campo possam compensar esse evento tendo um desempenho melhor. Eliminar o controle por campo pode remover esse incentivo de melhor performance. Benefícios: - Redução dos riscos associados a partidas e paradas desnecessárias; - Evitar flutuações no fornecimento de gás ao mercado, através da minimização de restrições à produção; - Incentivo permanente ao desenvolvimento de soluções de redução de queima, de forma a promover eventuais compensações, que podem vir a ser incorporadas em definitivo (melhoria contínua) ao projeto / operação; - Redução do desgaste de equipamentos e sistemas de segurança. - A flexibilidade proposta permite que sejam mantidos os níveis de oferta de hidrocarbonetos mesmo tendo limitações operacionais em um dos campos. - Adicionalmente, caso sejam atingidos níveis de produção superiores aos planejados, não haveria dupla penalização por ultrapassar os limites de queima, tendo em vista que a queima seria alocada por campo em razão da produção. [1] DECC - Oil and Gas Guidance: fields and field development The UK installations operate with flare consents, which specify the flare quantity that must not be exceeded over a period of one year (for existing installations).	Não acatada.	Quanto à avaliação trimestral observamos que o tema foi debatido durante a elaboração da minuta. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP para detalhes. Quanto à opção de avaliação por campo com mais de uma UEP, consideramos que a intenção proposta na minuta é justamente minimizar os efeitos de compensação que podem ocorrer quando um campo tem UEPs com performance muito distintas. O objetivo é estimular que seja obtida a melhor performance possível em todas as UEPs.
Petrobras IBP	Art. 6º, I, b)	b) a 2% (IUGA maior ou igual a 98%) da produção mensal de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima cuja produção se inicie em, no mínimo, cinco anos após a publicação desta Resolução;	b) a 2% (IUGA maior ou igual a 98%) da produção mensal de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima cuja produção se inicie em, no mínimo, cinco anos após a publicação desta Resolução;	Este limite é atingível apenas pontualmente em plataformas novas operando em campos em início de produção, não sendo viável sustentar em bases mensais a longo prazo. No entanto, não há garantia de que estes valores se mantenham à medida que a produção destes campos entre em declínio. A queima limite de 2% pode gerar impacto significativo de restrição de produção para atendimento da Legislação. As demais justificativas do item anterior também se aplicam.	Não acatada.	O acompanhamento da performance de UEPs que entraram em operação nos últimos anos, permite verificar que o IUGA de 98% pode ser mantido a longo prazo. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP para detalhes.
Petrobras	Art. 6º, I, c)	c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido;	c) a 1,5% 44,3% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5% 99,7%) da movimentação trimestral de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima ou campos que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido;	Para a eficiência do sistema de compressão e movimentação de gás não existe diferenças entre o gás associado e gas lift, desta forma, o mesmo limite para o IUGA deverá ser utilizado para o IUGA da movimentação de gás. As mesmas flax otimizadas de plataformas com base produção e/ou movimentação de gás dificilmente atenderão a queima mínima de 1,5% da produção. Desta forma, sugere-se manter o mesmo valor do IUGA de 3%.	Não acatada.	O acompanhamento da performance de UEPs pela ANP permite verificar que existe diversas UEPs que atingem IUGA mov de 98,5% tendo IUGAs bem inferiores a 97% devido ao alto volume de gás movimentado. Existe diferença entre o processamento do gás associado produzido e do gás circulado para gas lift ou recebido, já tratado anteriormente, reduzindo presença de contaminantes. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP para detalhes.

IBP	Art. 6º, I, c), II	c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido;	c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido;	Foi sugerido que a dispensa de autorização para certos patamares de IUGA movimentado fosse transferida para a alínea a), uma vez que para a eficiência do sistema de compressão e movimentação de gás não existe diferenças entre o gás associado e gás lift, desta forma, o mesmo limite para o IUGA deverá ser utilizado para o IUGA da movimentação de gás. As queimas fixas otimizadas de plataformas com baixa produção e/ou movimentação de gás não terão como atender a queima mínima de 1,5% da produção. Desta forma, sugere-se manter o valor do IUGA de 3%. Para plataformas nas quais a produção e movimentação atingirem níveis muito baixos, não terão como atender a estes percentuais e provavelmente irão antecipar a sua desmobilização e consequentemente irá reduzir o fator de recuperação da jazida. Desta forma, sugerimos a queima de 30 ml m3/d por plataforma na média mensal que não necessitaria ser justificada.	Não acatada.	O acompanhamento da performance de UEPs pela permite verificar que existe diversas UEPs que atingem IUGA mov de 98,5% tendo IUGAs bem inferiores a 97% devido ao alto volume de gás movimentado. Existe diferença entre o processamento do gás associado produzido e do gás circulado para gás lift ou recebido. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP para detalhes.
AREGAS	Art. 6º, I, c), II	c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido;	c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido; II - os volumes de queima maiores do que os aprovados quando o novo IUGA ou IUGA movimentado, conforme o caso, for igual ou superior àquele considerado quando da autorização da referida queima;	Exclusão da aplicação do conceito de IUGA Movimentado, uma vez que a proposta pode elevar a queima.	Não acatada.	Embora a utilização do IUGA mov possa permitir a queima, em valores absolutos, maior do que o IUGA, ele se aplica a UEPs que movimentam volumes de gás muito maiores do que os produtores e que não têm condições técnicas de performar dentro dos limites do IUGA. Além disso, o gás recebido ou reciclado é processado e deve ser considerado no cálculo. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP.
FIRJAN	Art. 6º, I, c)	c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido;	c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural de forma não cumulativa, a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizadas em unidade de produção marítima que circulem volumes de gás, para elevação de petróleo, iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás produzido;	A inserção do conceito de IUGAmov acima de 98,5% em UEPs com mais de 50% de circulação de gás, pode representar ter valores de IUGA menores que 97%, como exposto na Figura 2 da Nota Técnica. Portanto, isso significa que a regulamentação abriria a possibilidade de que o campo, que se encaixe nessas condições, aumente o volume de queima. Isso pode representar, por exemplo, somente para os campos de Roncador, Marlim e Marlim Sul, um aumento de 4,5 MMm³/mês (+22 %) de queima de gás, o que restringe a disponibilidade de gás no mercado e contribui com emissões de CO2 não produtivas, ou seja, que não geram valor para a economia. Assim, efetivamente, aumentaríamos os percentuais de queimas nas plataformas, tornando incoerente o objetivo da minuta: controle e redução de queimas e perdas de petróleo e gás natural.	Não acatada.	Embora a utilização do IUGA mov possa permitir a queima, em valores absolutos, maior do que o IUGA, ele se aplica a UEPs que movimentam volumes de gás muito maiores do que os produtores e que não têm condições técnicas de performar dentro dos limites do IUGA. Além disso, o gás recebido ou reciclado é processado e deve ser considerado no cálculo. Ver Nota Técnica 041/2019/SDP.
Petrobras IBP	Art. 6º, I, d)	d) a 3% (IUGA maior ou igual a 97%) da produção mensal de gás natural associado por campo terrestre, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda;	d) a 3% (IUGA maior ou igual a 97%) da produção mensal de gás natural associado por campo terrestre, de forma não cumulativa a outros motivos de queima ou perda, exceto por comprovada necessidade operacional ;	Sugerida a exceção da necessidade operacional no caso dos campos terrestres para que a queima ou ventilação do gás natural de um teste de poço possa eventualmente exceder o limite mensal permitido para aquele campo.	Não acatada.	A proposta de revisão do regulamento considera que queimas em decorrência de comprovada necessidade operacional devem ser consideradas dentro do limite de 3%. Caso ultrapassem este limite poderá ser solicitada convalidação.
Petrobras IBP	Art. 6º, III	III - a queima do volume de petróleo e a queima ou a perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço, previsto no Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado;	III - a queima do volume de petróleo e a queima ou a perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço previsto no Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), com tempo total de fluxo franco de até 22 horas por intervalo testado decorrentes de operações realizadas em sondas. No caso específico de testes de poço os mesmos devem estar previstos no Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT) ficam as queimas e perdas ordinárias limitadas àquelas referentes ao petróleo e gás natural produzido em até 72 horas de fluxo franco por intervalo testado.	Sugerida a expansão do conceito para considerar ordinárias, ou seja, sem necessidade de autorização prévia, as queimas durante operações com sonda, tais como limpeza do poço.	Não acatada.	A proposta de revisão do regulamento considera que queimas em decorrência de limpeza de poço com sonda devem estar dentro dos limites dispensados de queimas ordinárias. Além disso, a ANP não tem histórico de solicitações de autorização de queima extraordinária por esse motivo.
Petroreconcavo Potiguar E&P	Art. 6º, VI	IV - as queimas e as perdas de gás natural associado em campos que produzam por mês, volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000m³/dia, salvo os campos que possuam poços com vazão média acima de 1.500m³/dia, para os quais deverá ser proposto projeto visando seu aproveitamento;	IV - as queimas e as perdas de gás natural associado em campos que produzam por mês, volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000m³/dia, salvo os campos que possuam poços com vazão média acima de 1.500m³/dia, para os quais deverá ser proposto projeto visando seu aproveitamento;	Considerando que o maior poço produtor de gás natural onshore produz 614 Mm³/d, poços com 1500m³/d representam 0,24% da produção dos poços de maior produção onshore. Desta forma, a produção de 1.500 m³/d de um único poço não justifica a necessidade de criação de linha de produção e escoamento de gás natural, ponto de medição fiscal e apropriação, vaso separador e construção de gasoduto.	Não acatada.	Considera-se que a vazão mínima para aproveitamento do gás não está relacionada ao percentual da vazão em relação à vazão máxima observada no Brasil. Verifica-se, conforme Nota Técnica 041/2019/SDP, a partir de consulta ao mercado e de projetos já em andamento por parte de vários operadores, que é possível o aproveitamento do gás em poços individuais com vazões de 1.500m³/d. Além disso, caso o aproveitamento de gás natural associado, nestas situações, seja inviável técnica ou economicamente, o operador poderá comprovar a inviabilidade, que será avaliada pela ANP quando da autorização de queima.
Petrobras IBP	Art. 6º, VI	VI - as queimas por motivo de segurança, limitada ao volume mensal de até 1.000m³/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção terrestres e de até 2.000m³/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes; e	VI - as queimas por motivo de segurança, limitada ao volume mensal de gás de purga excedido do limite de até 1.000m³/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção terrestres e de até 2.000m³/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes; e	Em todo flare há necessidade de gás de purga para impedir a formação de atmosfera inflamável na tubulação e vasos do flare. Em algumas unidades utiliza-se gás natural para impedir o ingresso de ar no sistema.	Não acatada.	A proposta de revisão do regulamento considera que o gás de purga está incluído na queima de segurança.
Petrobras IBP	Art. 6º, VII	VII - as queimas extraordinárias comprovadamente realizadas por motivo de emergência e no tempo estritamente necessário à eliminação das causas.	VII - as queimas extraordinárias comprovadamente realizadas por motivo de emergência e no tempo estritamente necessário à eliminação das causas.	Sugerida a retirada da referência à queima extraordinária, pois em emergências não há sentido em se discutir autorização prévia.	Acatada parcialmente.	O dispositivo foi realocado considerando que a queima por motivo de emergência não cabe autorização prévia, embora se trate de queima extraordinária.
Petrobras IBP	Art. 6º, § 3º	§ 3º Na hipótese do inciso VII, o operador poderá solicitar a convalidação dos volumes queimados devido à retomada da produção que não tenham sido previamente autorizados.	§ 3º Na hipótese do inciso VII, o operador poderá solicitar a convalidação dos volumes queimados devido à retomada da produção em campos marítimos e terrestres que não tenham sido previamente autorizados.	Sugestão para tornar o texto mais abrangente.	Não acatada.	Sugestão não acrescenta conteúdo. O dispositivo já contempla campos marítimos e terrestres.
Petrobras IBP	Art. 8º, IX	IX - capacidade nominal de cada trem de compressão, fabricante, modelo, bem como a configuração de redundância dos compressores (1 a 50%, ou seja, 3 compressores cada um com capacidade de compressão igual a 50% da capacidade nominal da UEP ou 2 x 100%, equivalente a 2 compressores cada um com capacidade igual a 100% da capacidade nominal da UEP); e das unidades de tratamento de gás natural necessárias para o início do consumo na própria unidade, para o início da exportação de gás ou para o início da reinjeção de gás; e	IX - capacidade nominal de cada trem de compressão, fabricante, modelo, bem como a configuração de redundância dos compressores (1 a 50%, ou seja, 3 compressores cada um com capacidade de compressão igual a 50% da capacidade nominal da UEP ou 2 x 100%, equivalente a 2 compressores cada um com capacidade igual a 100% da capacidade nominal da UEP); e das unidades de tratamento de gás natural necessárias para o início do consumo na própria unidade, para o início da exportação de gás ou para o início da reinjeção de gás; e	A estratégia de configuração de redundância dos compressores pode variar com o projeto do operador de acordo com seus critérios técnicos, portanto não deveria ser definida na regulação.	Acatada parcialmente.	A proposta de revisão do regulamento prevê a necessidade da informação sobre a redundância dos compressores. O trecho entre parênteses pode ser suprimido, por ser muito prescritivo e não ser interpretado como uma restrição às possíveis configurações de redundância. O operador deverá ter liberdade para definir sua configuração ideal do sistema de compressão. Maiores informações sobre unidades de tratamento de gás natural não serão exigidas na documentação de comissionamento, além do que já é informado no inciso II do Art.
Petrobras IBP	Art. 8º, § 1º	§ 1º Quando houver reinjeção do gás, além do cronograma de comissionamento exigido pelo art. 8º, III, incluir as informações do andamento ou previsto da perfuração, completação e interligação dos poços injetores.	§ 1º Quando houver reinjeção do gás, além do cronograma de comissionamento exigido pelo art. 8º, III, incluir as informações do andamento ou previsto da perfuração, completação e interligação dos poços injetores necessários para o atingimento do IUGA projetado.	Sugestão para limitar o escopo das informações do comissionamento e do horizonte deste Artigo.	Acatada.	
Petrobras IBP	Art. 8º Novo parágrafo		§ 3º Em caso da necessidade de comissionamento de sistemas adicionais após o período de comissionamento original da UEP, o operador poderá solicitar autorização de queima extraordinária para a ANP relativa a este comissionamento adicional.	O comissionamento inicial da unidade tem como objetivo atingir o IUGA projetado de forma rápida e segura. Por exemplo priorizando o comissionamento dos sistemas de injeção de gás na UEP. Sistemas comissionados após este período podem necessitar de queima adicional, por exemplo comissionamento de sistemas de exportação de gás da UEP.	Não acatada.	A proposta de resolução não veda tais solicitações como queima extraordinária.
Petrobras IBP	Art. 10.	Art. 10. O sistema de exportação ou injeção de gás de novas unidades deverá estar disponível antes do fim do comissionamento.	Art. 10. O sistema gasoduto de exportação ou o poço e as linhas submarinas de injeção de gás, conectados a novas unidades deverão estar disponíveis antes do fim do comissionamento dos sistemas da Unidade de produção.	A modificação visa deixar claro que os sistemas que devem estar disponíveis são os sistemas submarinos (gasoduto e/ou poço injetor). Além disso, os sistemas na unidade de produção só podem ser considerados comissionados e disponíveis quando alimentados com hidrocarbonetos, ou seja, após o início da produção.	Acatada parcialmente.	Não foi acatada a inserção do trecho final sugerido. O objetivo é utilizar a definição de comissionamento da resolução, que não inclui necessariamente todos os sistemas da UEP.
Petrobras IBP	Art. 11, Caput	Art. 11. Nos casos de previsão de queima ou perda devido a Testes de Longa Duração (TLDs) ou Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), além dos documentos previstos no art. 7º, deverão ser encaminhados também:	Nos casos de previsão de queima ou perda devido a Testes de Longa Duração (TLDs) ou Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), além dos documentos previstos no art. 7º, II e III , deverão ser encaminhados também:	O próprio TLD ou SPA já é motivo para ocorrência de queima extraordinária, portanto não seria necessária uma justificativa adicional de acordo com o Art. 7, I. Este ponto poderia tornar ainda mais onerosa esta operação e dificultar a viabilidade destas testes caso a ANP decida questionar nossas justificativas e exigir a produção de menores volumes de óleo como consequência da queima de gás.	Acatada.	
IBP	Art. 11, § 1º	§ 1º A duração máxima para TLDs e SPAs sem aproveitamento do gás natural produzido é de cento e oitenta dias de fluxo franco.	Exclusão do parágrafo.	A duração máxima para TLDs e SPAs sem aproveitamento do gás natural produzido deve ser discutida nos instrumentos adequados, como por exemplo no PAD, PAT-PAP. Este tópico não faz parte do controle de queima. Pode ser até uma prática da ANP, mas não deveria estar neste documento.	Não acatada.	As análises no âmbito do PAD não tem o objetivo de avaliar a queima. No caso da realização de um TLD ou SPA em um campo produtor por meio de outra UEP a informação em relação à queima deste TLD ou SPA não fica especificada no âmbito do PAT-PAP. Consideramos que é importante estar definido em regulamento um limite para a duração de TLD ou SPA sem aproveitamento do gás. A proposta de regulamento utiliza um limite já praticado na maioria dos casos.
IBP	Art. 11, § 2º	§ 2º A critério da ANP, excepcionalmente, poderão ser autorizados prazos maiores.	Exclusão do parágrafo.	Adequação à proposta de exclusão do parágrafo anterior.	Não acatada.	Em acordo com o não acatamento do § 1º.
Petrobras IBP	Art. 14, I	I - reduzir a produção de petróleo e de gás natural de forma a minimizar a queima ou a perda, e, no caso de ocorrência ultrapassem 24 horas de duração, limitar a produção a, no máximo, 50% (cinquenta por cento) em relação à média praticada nos últimos trinta dias, até a cessação da queima extraordinária ou até manifestação da ANP;	I - reduzir a produção de petróleo e de gás natural de forma a minimizar a queima ou a perda, e, no caso de ocorrência ultrapassem 24 horas de duração, limitar a produção a, no máximo, 50% (cinquenta por cento) em relação à média praticada nos últimos trinta dias, até a cessação da queima extraordinária ou até manifestação da ANP;	Entendemos que esse percentual e a duração da ocorrência não deveriam ser prescritivos, cada caso deveria ser gerenciado individualmente.	Acatada parcialmente.	A contribuição ensinou revisão do dispositivo considerando um maior prazo para obrigatoriedade de redução da produção, com a redação a seguir: I - reduzir a produção de petróleo e de gás natural de forma a minimizar a queima ou a perda e, no caso de ocorrência ultrapassem 72 horas de duração, limitar a produção a, no máximo, 50% (cinquenta por cento) em relação à média praticada nos últimos trinta dias, até a cessação da queima extraordinária ou até manifestação da ANP. Além disso, ensinou a inclusão de § previsto caso excepcional com a seguinte redação: § X Na hipótese do inciso I, caso a referida redução implique no comprometimento do inventário mínimo para operação da unidade, o limite poderá ser ultrapassado mediante apresentação de justificativa técnica à ANP.
Petrobras IBP	Art. 14, II	II - comunicar à ANP a ocorrência da queima extraordinária em até 72 horas do início do evento;	II - comunicar à ANP a ocorrência da queima extraordinária em até 72 horas do início do evento a contar da superação dos limites estabelecidos no art. 3º;	Evitar notificações de eventos que não causem extrapolação dos limites de queima autorizados.	Acatada.	Acatada com aprimoramento da redação. II - comunicar à ANP a ocorrência da queima extraordinária em até 72 horas após ultrapassar os limites estabelecidos no art. 3º;
Petrobras	Art. 16, Caput	Art. 16. Fica revogada a Portaria ANP nº 249, de 1º de novembro de 2000.	Art. 16. Fica revogada a Portaria ANP nº 249, de 1º de novembro de 2000 e o ofício circular nº 066/2013/SDP (DAG) .	A proposta de minuta já incorpora as orientações da DAG.	Não acatada.	Não é boa prática de logística a revogação de ofício por meio de uma resolução. Caso se julgue necessária, a revogação ocorrerá por meio de ofício.