RELATÓRIO DE POSICIONAMENTO FINAL DA CONSULTA E AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 28/2022
Período de realização da consulta: 21/12/2022 a 24/04/2023

OBJETIVO: Obter subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que dispõe sobre o regime de segurança operacional para as instalações de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural e aprova o regulamento técnico do sistema de gestão da segurança operacional (SGSO)

Tabela 2. Consolidação das contribuições sobre a minuta de regulamento

Item do Regulamento Técnico	Contribuição recebida	Justificativa apresentada	Identificação do participante	Comentário Final da ANP	Ação da ANP
Disposições gerais	Texto do Anexo I: O princípio fundamental do presente regulamento técnico é considerar o operador de contrato de E&P integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações.	Padronização	SEP - Superintendência de Exploração	O primeiro parágrafo das disposições gerais traz a explicação de termos ao longo do texto. Nas demais citações será "operador de contrato de E&P".	Não acatar
Disposições gerais	DISPOSIÇÕES GERAIS / INTRODUÇÃO Contribuição 1: O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, COMISSIONAR, operar, INSPECIONAR, manter, REPARAR, RECUPERAR, AUDITAR e GERIR os ativos ...	Justificativa 1: Atualização do texto, melhor descrevendo, de forma mais completa e abrangente, as atividades ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	A fim de deixar a introdução em coerênca com o objetivo do regulamento, e tornar o entendimento abrangente com relação a aplicação do instrumento, em todo ciclo de vida da instalação, alterou-se o texto *"projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo"* para *"garantir, em todo ciclo de vida..."*	Acatar parcialmente
Disposições gerais	Impacto	Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	"Todo o ciclo de vida" remete-se no regulamento a "todas as fases do ciclo de vida". O termo "Ciclo de Vida" contempla o todo, desde a concepção até a desmobilização. Desta forma, não se vê acrécimo ou mudança de entendimento em alterar o termo utilizado.	Não acatar

Disposições gerais	OBJETIVO Contribuição 3: O objetivo deste regulamento técnico é estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e funcionamento de um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) durante o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações ...	Justificativa 3: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	"Todo o ciclo de vida" remete-se no regulamento a "todas as fases do ciclo de vida". O termo "Ciclo de Vida" contempla o todo, desde a concepção até a desmobilização. Desta forma, não se vê acrécimo ou mudança de entendimento em alterar o termo utilizado.	Não acatar
Disposições gerais	Primeiro parágrafo do texto - Excluir a palavra "integralmente". Segundo parágrafo do texto - O Operador do contrato de E&P deve ter um sistema de gestão em que os projetos, instalações, operações e manutenções dos ativos tenham como principal objetivo a realização de operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P. Terceiro parágrafo do texto - Excluir. Novo: São utilizados os termos "Operador do Contrato de E&P" e "Operador da Instalação". Porém ao longo do Regulamento (Tanto PGs quanto Apêndices) aparece apenas o termo "Operador" de forma genérica. Necessário ajustar. Novo: Ao longo do regulamento é utilizado diversas vezes o verbo "garantir". O verbo é subjetivo e pode trazer distintas interpretações. Solicitamos que sempre que o verbo "garantir" esteja no requisito, que o mesmo seja substituído pelo verbo que garante a ação que de fato desejamos que o requisito estabeleça. Alguns exemplos: - Garantir a participação = Promover a participação - Garantir que a Instalação esteja (...) = Estabelecer meios/procedimentos/sistemáticas para que a Instalação esteja (...)	Primeiro parágrafo do texto - Entendemos que a empresa concessionária é, de fato, responsável pelas operações relativas ao regular exercício de suas atividades na execução do contrato. Contudo, é preciso destacar que a própria legislação estabelece os requisitos para atribuição de responsabilidade e a exclusão na hipótese de caso fortuito ou força maior. Ademais, é possível, com respaldo no contrato de concessão, na regulamentação e na legislação, que a concessionária delegue a operação da unidade para outra empresa. Portanto, caso reste comprovado que houve culpa de terceiro ou caso fortuito/força maior, não haverá respaldo na legislação para se imputar qualquer tipo de penalidade ou de responsabilidade à concessionária, seja no âmbito judicial, seja no âmbito administrativo, perante a ANP. Neste contexto, entendemos que a palavra “integralmente” não é a mais adequada para expressar as finalidades pretendidas pela ANP e pode gerar equívocos na interpretação do Regulamento, razão	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A utilização do termo “Operador de Contrato de E&P”, se refere ao "Operador" do item 1.2.27 do contrato de E&P (instrumento que institui a relação com a ANP) que define: "Concessionário designado, na forma do Anexo VII, para conduzir e executar todas as Operações previstas neste Contrato em nome dos Concessionários." Manteve o termo para não confundir com o Operador da Instalação. Feita essa observação, a exclusão do termo “integralmente” não se faz necessária, uma vez que o concessionário é responsável por todos os prejuízos decorrente do contrato, conforme disposto no item 2.3 do contrato: “O Concessionário deverá suportar todos os prejuízos em que venha a incorrer, inclusive aqueles resultantes de caso fortuito ou de força maior, bem como de acidentes ou de eventos da natureza que afetem a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural na Área de Concessão.” Dessa forma, entendemos que o termo deve ser mantido por estrita aderência ao contrato. Com relação a aplicação do verbo "garantir" como é um instrumento que estabelece responsabilidades ao concessionário, entende-se que o termo é o mais adequado a um regulamento de segurança.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	Substituir os itens:1.5.3 Estabelecer monitoramento de todas as atividades que envolvam riscos operacionais, por intermédio de um centro de monitoramento. 1.5.3.1 Dimensionar e prover o centro de monitoramento com tecnologia e porte compatíveis com os riscos envolvidos. Por: 1.5.3 Estabelecer monitoramento de todas as atividades que envolvam riscos operacionais, por intermédio de um centro de monitoramento de operações. 1.5.3.1 Dimensionar e prover o centro de monitoramento de operações com tecnologia e porte compatíveis com os riscos envolvidos.	Harmonização com as Normas Regulamentadoras: NR 10 - item 10.7.9. Todo trabalhador em instalações elétricas energizadas em AT, bem como aqueles envolvidos em atividades no SEP devem dispor de equipamento que permita a comunicação permanente com os demais membros da equipe ou com o centro de operação durante a realização do serviço. Nota: A comunicação entre os membros da equipe é fator de segurança dos envolvidos nos trabalhos, agiliza a solução de eventuais problemas e a tomada de decisão em situações de emergência.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento"	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.4.1 Estabelecer arranjos comerciais, organizacionais e hierárquicos, bem como estruturas de incentivo e sistemas de comunicação, que considerem os impactos nas pessoas, na execução segura das atividades e na cultura de segurança, considerando os aspectos de gestão baseada em risco.	1.4.1 Definir o que são arranjos comerciais. Arranjos comerciais são os contratos de serviços? Esclarecer o termo. Como demonstrar que a estrutura organizacional e hierárquica atende ao requisito?	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Conforme Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ e em suas referência [55], [56] e [57], as estruturas das organizações, usualmente registradas em organogramas, influenciam na gestão dos riscos de acidentes graves. Entende-se essencial que haja uma estrutura capaz de levar as questões de segurança operacional ao topo da organização, bem como haja um processo de governança que demonstre o compromisso com a segurança das operações. É preciso que práticas da indústria de cunho tanto organizacionais como comerciais, sejam repensados prezando sempre a segurança operacional a longo prazo e considerando a vida útil da instalação. Como exemplo é a prática de bonificação, contratação de serviços, etc. na indústria do E&P. No texto do item 1.4.1, o termo "arranjos" se remete a sinônimo de "estrutura" para evitar duplicidade da palavra na mesma frase. Desta forma, não cabe inserir definição de arranjos comerciais. A sugestão de inserção do trecho "considerando os aspectos de gestão baseada em risco", já está embutida no trecho "considerem os impactos nas pessoas, na execução segura das atividades e na cultura de segurança".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	CONSULTA E AUDIÊNCIA PUBLICA ANP 28/2022: Implantação do Anexo I da resolução 1.Assunto 2.Objetivo e Detalhamento 3.Conhecimento e Impacto das Práticas Gerenciais 4.Lacunas e Dimensões para as Práticas Gerenciais no Esquema Regulatório 5.Investigação de Fatores Humanos: Falhas e Práticas Gerenciais 6.Implementação das Práticas Gerenciais 7.Conclusão 8.Referências	O Grupo de Investigação GRODIN na UFBA-Bahia acredita que existem lacunas na identificação do nível de complexidade que podem alterar o funcionamento das práticas gerenciais sugeridas no marco regulatório, como indicado na Figura 2. A hipótese é que os eventos, acidentes, incidentes e desvios serão diminuídos somente a partir do entendimento sobre os elementos inseridos para classificar o nível de complexidade. Alguns fenômenos atuais na Operação das Unidades Críticas de Produção e Exploração integrada a logística são baseadas na Segurança Operacional durante a rotina, como, a variabilidade dos fatores humano-gerenciais e ambientais alterando os cenários que podem não ser reconhecidos, por exemplo, com uma equipe com baixa percepção de riscos levando a instalação de múltiplos desvios operacionais. Uma série de incidentes onshore (ANP) e offshore (referências internacionais) foram analisados considerando a necessidade inicial de acompanhar a complexidade. A integração das causas com as	Salvador Ávila Filho / Universidade Federal da Bahia UFBA	A sugestão não está relacionada ao item da PG-1. Deveria ser aplicada para a Resolução pois trata-se de proposta de eventuais alterações da Documentação de Segurança Operacional (DSO).	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.2.1.1. Sugestão: Estabelecer mecanismos de comunicação entre a gestão executiva, e os conselhos de administração ou outras estruturas superiores envolvidas no aconselhamento, direcionamento ou no processo decisório estratégico da empresa, alinhando expectativas e formas de acompanhamento do desempenho da segurança das operações.	1.2.1.1. A sugestão de inclusão do trecho "ou" se deve em função do fato de algumas empresas não possuírem conselho de administração. REFERÊNCIASLieberman, Matthew (2014). Social: Why Our Brains Are Wired to Connect Paperback. London: Crow.Schein, Edgar H. & Schein, Peter A. (2016). Organizational Culture and Leadership, 5th Edition. New York: Wiley.Zhang, M., Li, H. & Wei, J. (2008). Examining the relationship between organizational culture and performance: The perspectives of consistency and balance.Front. Bus. Res. China 2, 256–276. https://doi.org/10.1007/s11782-008-0015-6	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A sugestão de inclusão do "ou" se deve em função do fato de algumas empresas não possuírem conselho de administração.	Acatar
Prática de Gestão nº 1	1.2.1.1. Estabelecer mecanismos de comunicação entre a gestão executiva, e os conselhos de administração ""e/ou"" outras estruturas superiores envolvidas no aconselhamento (...)"".	1.2.1.1. "Não estamos certos se todas as empresas possuem conselho de administração ou da proximidade da Gerência Executiva destes conselhos. Principalmente, algumas independentes que são consideradas de pequeno porte. Portanto, Portanto, sugirerimos ajustar o texto;	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A sugestão de inclusão do "ou" se deve em função do fato de algumas empresas não possuírem conselho de administração.	Acatar
Prática de Gestão nº 1	1.2.1.2 Estabelecer mecanismos de comunicação recíproca entre a alta administração, o corpo gerencial e a Força de Trabalho, visando o aprimoramento da Segurança Operacional.	1.2.1.2. Será necessário escalrecer como evidenciar que a comunicação esteja ocorrendo.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Não houve justificativa na contribuição para excluir a palavra "contínua". Além disso, é imprescindível que hava uma comunicação contínua e periódica entre a alta administração e a força de trabalho	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.2.1.3 Comunicar à Força de Trabalho a política, os valores, as metas e os planos para alcançar o desempenho estabelecido para a gestão da Segurança Operacional da Instalação, conforme critérios estabelecidos pela empresa.	1.2.1.3 Cabe à organização definir métricas para estabelecer o desempenho de SO e realizar o desdobramento até o nível aplicável.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O objetivo do requisito é reforçar a responsabilidade da liderança na transmissão de informações sobre segurança operacional para a força de trabalho. Nesse sentido, não cabe neste requisito detalhar aspectos relacionados à definição de métricas para estabelecimento do desempenho de segurança operacional. Operadores que definem os críterios, desde que estejam amparados pelas boas práticas de engenharia.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 1	1.2.1.3. Comunicar à Força de Trabalho a política, os valores, as metas e os planos para alcançar o desempenho estabelecido para a gestão da Segurança Operacional da Instalação, conforme critérios estabelecidos pela empresa.	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O objetivo do requisito é reforçar a responsabilidade da liderança na transmissão de informações sobre segurança operacional para a força de trabalho. Nesse sentido, não cabe neste requisito detalhar aspectos relacionados à definição de métricas para estabelecimento do desempenho de segurança operacional. Operadores que definem os críterios, desde que estejam amparados pelas boas práticas de engenharia.	Não acatar

Prática de Gestão nº 1	Substituir o item 1.3.1.d - Documentar os valores e a política de Segurança Operacional aprovados pela alta administração, incluindo: a possibilidade de interrupção de atividades e operações no caso de constatação de situações de risco grave e iminente; Por: 1.3.1.d - Documentar os valores e a política de Segurança Operacional aprovados pela alta administração, incluindo: a garantia de interrupção de atividades e operações no caso de constatação de situações de risco grave e iminente;	Harmonização com as Normas Regulamentadoras - NR 01 1.4.3 O trabalhador poderá interromper suas atividades quando constatar uma situação de trabalho onde, a seu ver, envolva um risco grave e iminente para a sua vida e saúde, informando imediatamente ao seu superior hierárquico. A NR 01 da Secretaria Especial de Previdência e Trabalho – cuida do gerenciamento de riscos ocupacionais — fala sobre o direito de recusa, conforme a Convenção nº 155 da OIT (Organização Internacional do Trabalho). Sendo assim a legislação ampara a conduta de recusa do trabalhador e o conceito de risco grave e iminente consta na NR 3 (a norma estabelece as diretrizes para caracterização do grave e iminente risco no item 3.1.1), bem como na NR-10 (Norma Regulamentadora 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade). Neste caso, por exemplo, o direito de recusa é um meio que garante que o trabalhador possa interromper uma tarefa de trabalho por considerá-la de risco para a sua segurança e saúde, ou a	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O intuito da prática de gestão 1 é o maior envolvimento da alta administração das empresas , como participante ativo da implementação da PG 1, e da eficácia dos sistemas de gestão da segurança operacional. Entende-se que parcela do comprometimento para se alcançar o correto funcionamento do sistema de gestão da segurança das operações se concretiza com o estabelecimento de uma estrutura organizacional e governança que considere a complexidade dos riscos e o impacto nas pessoas para a tomada de decisão; com o conhecimento dos resultados relacionados ao desempenho do sistema de gestão; e com o consequente provimento e priorização de recursos. Os representantes da alta administração são, de fato, os responsáveis pela liberação de recursos e de direcionarem as ações da empresa para garantia das operações seguras. Assim, é essencial que no sistema de gestão haja possibilidade da garantia da interrupção de qualquer atividade ou mesmo a operação em casos de risco grave e iminente.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 1	1.3.1 b) o uso das boas práticas da indústria para gerenciamento de riscos e resposta a grandes emergências;	1.3.1 Como evidenciar o uso das melhores práticas da indústria? Referenciar os Reports IOGP e de outras instituições? Quem irá definir a "melhor prática da indústria"? Item fica subjetivo e a critério de interpretação. Possui fragilidade jurídica.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e linguagem com outros instrumentos vigentes na ANP, visando eliminar ambiguidades.	Não acatar

Prática de Gestão nº 1	1.4.1 Estabelecer arranjos comerciais, organizacionais e hierárquicos, bem como estruturas de incentivo e sistemas de comunicação, que considerem os impactos nas pessoas, na execução segura das atividades e na cultura de segurança, considerando os aspectos de gestão baseada em risco.	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Conforme Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ e em suas referência [55], [56] e [57], as estruturas das organizações, usualmente registradas em organogramas, influenciam na gestão dos riscos de acidentes graves. Entende-se essencial que haja uma estrutura capaz de levar as questões de segurança operacional ao topo da organização, bem como haja um processo de governança que demonstre o compromisso com a segurança das operações. É preciso que práticas da indústria de cunho tanto organizacionais como comerciais, sejam repensados prezando sempre a segurança operacional a longo prazo e considerando a vida útil da instalação. Como exemplo é a prática de bonificação, contratação de serviços, etc. na indústria do E&P. No texto do item 1.4.1, o termo "arranjos" se remete a sinônimo de "estrutura" para evitar duplicidade da palavra na mesma frase. Desta forma, não cabe inserir definição de arranjos comerciais. A sugestão de inserção do trecho "considerando os aspectos de gestão baseada em risco", já está embutida no trecho "considerem os impactos nas pessoas, na execução segura das atividades e na cultura de segurança".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 1	1.4.2 . Sugestões: Estabelecer a estrutura organizacional, nas instalações operacionais, classificando as funções e as tarefas relativas a cada cargo definido.	1.4.2. Equipes administrativas atuam com foco na estratégia do negócio, não necessariamente com direcionamento para segurança operacional. A inclusão das bases administrativas aumentaria a complexidade, custo e geraria uma demanda operacional e de treinamento inviável e inócua do ponto de vista de segurança	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Entende-se que, englobadas em bases administrativas, estão bases em terra que fazem parte da estrutura de resposta a emergência, do apoio a manutenção, a segurança de processo, e que possuem salas de controle remotas. Desse modo, a fim de tornar mais claro o termo no contexto da estrutura estrutural, alterou-se para "bases de apoio".	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 1	1.4.2.1. Sugestão: As instalações operacionais deverão dispor de: 1.4.2.1. a) Sugestão: procedimentos de resposta à emergência e dos estudos de risco, conforme o seu grau de risco operacional; e	1.4.2.1. Levando em consideração a estratégia de elaborar um Regulamento Técnico não prescritivo, o ponto mais sensível é garantir a existência e disponibilidade dos procedimentos para a frente operacional, e não o dimensionamento do quantitativo de pessoas para elaboração destes procedimentos. 1.4.2.1. a) Levando em consideração a estratégia de elaborar um Regulamento Técnico não prescritivo, o ponto mais sensível é garantir a existência e disponibilidade dos procedimentos para a frente operacional, e não o dimensionamento do quantitativo de pessoas para elaboração destes procedimentos. REFERÊNCIASLieberman, Matthew (2014). Social: Why Our Brains Are Wired to Connect Paperback. London: Crow.Schein, Edgar H. & Schein, Peter A. (2016). Organizational Culture and Leadership, 5th Edition, New York:	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	1.4.2.1 e 1.4.2.1 a): o texto proposto se assemelha àquele já existente na PG 14, não fazendo sentido repeti-lo em um prática de gestão que possui objetivos diferentes. O objetivo da PG 1 é garantir que as funções e responsabilidades relacionadas à segurança operacional das instalações estejam bem definidas. Para tanto, é necessário que o Operador dimensione e mantenha um quadro de pessoal mínimo. Cláusula que aborda a manutenção de um quadro mínimo de pessoal com essas funções consta nos contratos de E&P como "Deveres do Operador". Por se tratar de obrigação de caráter técnico, também foi incluída no regulamento. Não há prescrição por parte da agência reguladora pois ela não estabelece qual deve ser o quantitativo mínimo, que conforme texto da minuta do regulamento técnico, elaborado a partir de recomendação da investigação do acidente com a P-36, deverá ser compatível com os riscos operacionais e ambientais assumidos. A disponibilidade dos procedimentos para a frente operacional só ocorrerá se um quantitativo mínimo de pessoas forem dimensionadas e designadas para elaboração desses procedimentos. É imprescindível que haja a definição de um quantitativo mínimo da força de trabalho, haja vista todos os problemas enfrentados na época da pandemia e das greves.	Não acatar

Prática de Gestão nº 1	1.4.2.1 Adicionalmente, dimensionar e manter quadro de pessoal mínimo, compatível com os riscos operacionais e ambientais assumidos, incluindo: a) a capacidade para elaboração e aprovação dos procedimentos de resposta à emergência e dos estudos de risco; e b) a capacidade operacional durante cenários emergenciais e de contingenciamento.	1.4.2.1 Atribuição do Operador da Instalação. Ajustar texto.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Texto manutenido. Conforme disposições iniciais do Anexo I, a ANP considera a empresa detentora dos direitos de E&P integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. É responsabilidade do operador de contrato de E&P identificar os perigos envolvidos na atividade, avaliar os respectivos riscos e implementar medidas e procedimentos para controle dos riscos, mesmo que tal função seja delegada a uma empresa contratada. Cláusula que aborda a manutenção de um quadro mínimo de pessoal com essas funções consta nos contratos de E&P como "Deveres do Operador". Por se tratar de obrigação de caráter técnico, também foi incluída no regulamento.	Não acatar
Prática de Gestão nº 1	Incluir no item 1.4.3 Estabelecer as linhas hierárquicas de autoridade e comunicação, em operação normal e em emergência, "considerando as situações de transferência de responsabilidade das operações";	A transferência de responsabilidade das operações é citada no requisito 7.2.3.1 , na alínea c. Trata-se de situações comuns em serviços de poços - Construção, Intervenção e Abandono.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A transferência de responsabilidades e atribuições entre duas estruturas está prevista no item 4.2.2 *"Avaliar e planejar os aspectos de transição de carga de trabalho quando da alteração do modo de* *operação regular para cenários que demandem elevação da carga mental e de trabalho, em especial em situações de emergência"* . Adicionalmente, cabe observar que a situação da transferência de responsabilidade, já citada no item 7.2.3.1 trata da transferência de uma operadora da instalação para outra.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.4.4. Sugestão: Estabelecer as responsabilidades de toda a Força de Trabalho envolvida com a Segurança Operacional, conforme critérios estabelecidos pela empresa.	1.4.4. Conforme legislação trabalhista vigente, a Operadora tem influência limitada e em relação aos seus contratados.O estabelecimento de atribuições por parte da Operadora para com profissionais terceirizados gera riscos trabalhistas. REFERÊNCIASLieberman, Matthew (2014). Social: Why Our Brains Are Wired to Connect Paperback. London: Crow.Schein, Edgar H. & Schein, Peter A. (2016). Organizational Culture and Leadership, 5th Edition. New York: Wiley.Zhang, M., Li, H. & Wei, J. (2008). Examining the relationship between organizational culture and performance: The perspectives of consistency and balance.Front. Bus. Res. China 2, 256–276. https://doi.org/10.1007/s11782-008-0015-6	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Sugere-se suprimir os termos "empregados e contratados", para simplificar em consonância com o item D.33 do Regulamento, onde a definição de Força de Trabalho já abrange ambos termos.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 1	1.5.1. Sugestão: Garantir que o sistema de gestão seja compatível com o tamanho, natureza e complexidade das operações, em conformidade com o processo de licenciamento ambiental, considerando:	1.5.1. Evitar sobreposição e conflitos de requisitos exigidos por diferentes órgãos reguladores. REFERÊNCIASLieberman, Matthew (2014). Social: Why Our Brains Are Wired to Connect Paperback. London: Crow.Schein, Edgar H. & Schein, Peter A. (2016). Organizational Culture and Leadership, 5th Edition. New York: Wiley.Zhang, M., Li, H. & Wei, J. (2008). Examining the relationship between organizational culture and performance: The perspectives of consistency and balance.Front. Bus. Res. China 2, 256–276. https://doi.org/10.1007/s11782-008-0015-6	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A sobreposição e conflito de requisitos são evitados justamente por não mencionar procedimentos de outros órgãos, como o licenciamento ambiental. O importante é que para o planejamento e disponibilização de recursos, o sistema de gestão seja compatível com o tamanho, natureza e complexidade das operações e que, conforme expectativa da Agência, seja considerado os potenciais impactos às áreas e às comunidades ao entorno onde as atividades são desenvolvidas. É responsabilidade do Operador definir os documentos que irão subsidiar sua análise, que deverá estar coerente com documentos produzidos para outros órgãos.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 1	1.5.1 Garantir que o sistema de gestão seja compatível com o tamanho, natureza e complexidade das operações, em conformidade com o processo de licenciamento ambiental, considerando:	1.5.1 Requisitos já geridos pela legislação ambiental.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A sobreposição e conflito de requisitos são evitados justamente por não mencionar procedimentos de outros órgãos, como o licenciamento ambiental. O importante é que para o planejamento e disponibilização de recursos, o sistema de gestão seja compatível com o tamanho, natureza e complexidade das operações e que, conforme expectativa da Agência, seja considerado os potenciais impactos às áreas e às comunidades ao entorno onde as atividades são desenvolvidas. É responsabilidade do Operador definir os documentos que irão subsidiar sua análise, que deverá estar coerente com documentos produzidos para outros órgãos.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 1	1.5.1 Garantir que o sistema de gestão seja compatível com o tamanho, natureza e complexidade das operações, em conformidade com o processo de licenciamento ambiental, considerando:	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A sobreposição e conflito de requisitos são evitados justamente por não mencionar procedimentos de outros órgãos, como o licenciamento ambiental. O importante é que para o planejamento e disponibilização de recursos, o sistema de gestão seja compatível com o tamanho, natureza e complexidade das operações e que, conforme expectativa da Agência, seja considerado os potenciais impactos às áreas e às comunidades ao entorno onde as atividades são desenvolvidas. É responsabilidade do Operador definir os documentos que irão subsidiar sua análise, que deverá estar coerente com documentos produzidos para outros órgãos.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 1	1.5.1 Qual metodologia será necessária para avaliar os impactos socioambientais e as comunidades locais, seria o EIA/RIMA? Para instalações antigas nas quais não possuem este estudo (CONAMA 01/86), entendemos ser necessário um prazo acima de 6 meses para adequação, visto que são estudos robustos a serem elaborados. Além disto, é entendido que a questão das comunidades do entorno deveriam ser enquadradas seguindo a concepção de risco social por exemplo, conforme Norma CETESB P4.261, visto que a proposta do SGSO é diferente das propostas, por exemplo das delimitações das entidades ambientais.	1.5.1 Como a essência do SGSO está associada aos cenários acidentais e o contexto "socioambiental" é mais amplo, entende-se ser importante considerar os limites envolvendo apenas as questões acidentais, alterando por exemplo, o termo "socioambiental" para o termo "risco para comunidade ao entorno."	Adelci Almeida de Mello Junior / Origem Energia S.A.	A sobreposição e conflito de requisitos são evitados justamente por não mencionar procedimentos de outros órgãos, como o licenciamento ambiental. O importante é que para o planejamento e disponibilização de recursos, o sistema de gestão seja compatível com o tamanho, natureza e complexidade das operações e que, conforme expectativa da Agência, seja considerado os potenciais impactos às áreas e às comunidades ao entorno onde as atividades são desenvolvidas. É responsabilidade do Operador definir os documentos que irão subsidiar sua análise, que deverá estar coerente com documentos produzidos para outros órgãos.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 1	1.5.3 Estabelecer monitoramento de todas as atividades que envolvam riscos operacionais, por intermédio de um centro de monitoramento. "O centro deve ser ocupado por especialista capaz de conduzir avaliação de riscos quando da ocorrência das seguintes situações: modificações nas tecnologias, ambientes, processos, condições, procedimentos e organização do trabalho que impliquem em novos riscos ou modifiquem os riscos existentes."	A área de Exploração da Petrobras implementou CSD - Centro de Suporte a Decisão para acompanhar operações de perfuração de poços exploratórios em águas profundas. Em alguns momentos a companhia monitorava em tempo real 11 operações simultâneas. Na sede, os especialistas acompanhavam as operações e intervinham prontamente, quando de modificações nos ambientes, condições, procedimentos e organização do trabalho que implicavam em novos riscos ou modificavam os riscos existentes/previstos. A revisão das avaliações de riscos, nessas situações, está prevista no item 1.5.4.4.6, alínea "b" da Norma Regulamentadora Nº 01 - Disposições Gerais e Gerenciamento de Riscos Ocupacionais, aprovada pela Portaria SEPRT n.º 6.730, de 09/03/20.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 1	1.5.3Estabelecer monitoramento das atividades que envolvam riscos operacionais críticos, de acordo com a matriz de riscos da empresa, por intermédio de um processo de monitoramento."	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.5.3. Sugestão: Estabelecer monitoramento das atividades que envolvam riscos operacionais críticos, de acordo com a matriz de riscos da empresa, por intermédio de um processo de monitoramento.	1.5.3. Todas as atividades nas instalações envolvem riscos operacionais, o que inviabilizaria o dimensionamento de um processo de monitoramento. Propõe-se, então, a restrição para o monitoramento das atividades que envolvam riscos operacionais críticos, alinhado com a matriz de riscos da empresa. REFERÊNCIASLieberman, Matthew (2014). Social: Why Our Brains Are Wired to Connect Paperback. London: Crow.Schein, Edgar H. & Schein, Peter A. (2016). Organizational Culture and Leadership, 5th Edition. New York: Wiley.Zhang, M., Li, H. & Wei, J. (2008). Examining the relationship between organizational culture and performance: The perspectives of consistency and balance.Front. Bus. Res. China 2, 256–276. https://doi.org/10.1007/s11782-008-0015-6	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.5.3 Estabelecer monitoramento das atividades que envolvam riscos operacionais críticos, de acordo com a matriz de riscos da empresa, por intermédio de um processo de monitoramento.	1.5.3 Todas as atividades envolvem riscos. O importante é que os cenários críticos sejam monitorados considerando o princípio de gestão baseada em risco. Alinhar itens 1.5.3 e 1.5.3.1.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 1	Alterar o texto do requisito 1.5.3 para "1.5.3 Estabelecer monitoramento de todas as atividades que envolvam riscos operacionais.".	Conforme discutido durante o workshop, a obrigação de centro de monitoramento já faz parte de alguns contratos de concessão de E&P. Ao mesmo tempo, esta exigência pode encontrar barreiras tecnológicas em unidades existentes que não tenham esta previsão contatual e que poderia inviabilizar a operação das mesmas. Entendemos ser o contrato de concessão um mecanismo mais adequado para definir este tipo de requisito. Desta forma, sugerimos manter a necessidade de monitoramento, mas retirar a menção a um centro de monitoramento. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de ESPECIFICIDADE e REALISTA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.5.3 Para os campos terrestres nos quais já possuem um tempo de vida de aproximadamente 40 anos e foram incorporados recentemente por novos agentes, como o caso da Origem Energia, é entendido que seria necessário tempo adicional, além dos 6 meses estimados pelo novo regulamento, para garantir a conformidade visto que requisitará grande esforço.	1.5.3 A tecnologia empregada para os ativos antigos nos quais foram incorporados por novos operadores possuem tecnologia empregada à época de seu projeto. Portanto, para garantir a conformidade com a nova delimitação, associada à um centro de monitoramento será necessário esforços de adequação de projeto, instrumental, automação, entre outros.	Adelci Almeida de Mello Junior / Origem Energia S.A.	Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. O comentário da proponente se refere ao tempo de adequação ao regulamento pertinente à resolução.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1- Alterar redação do requerimento 1.5.3 para: “Estabelecer meios de monitoramento de todas as atividades que envolvam riscos operacionais, compatíveis com sua complexidade e os níveis de risco associados.” 2- Remover requerimento 1.5.3.1	A alteração proposta tem como objetivo garantir a abrangência do requerimento para todas as atividades afetas a segurança operacional. Entende-se que, operacionalmente, não é possível centralizar o monitoramento de todas as atividades que envolvam riscos operacionais dentro de um centro unificado. Tratando-se de monitoramento parâmetros operacionais de produção, por exemplo, o supervisório de uma unidade será o local adotado para execução, conforme já preconizado nos requerimentos 10.2.1.3 e 10.4.1. Tratando-se de monitoramento de atividades especiais, por exemplo, este não necessariamente é realizado da mesma forma que a supervisão das condições de produção. No entanto, a execução já é regulada através dos requerimentos estabelecidos na PG 17. Desta forma, recomenda-se a alteração da redação do requerimento para abranger de forma genérica que o	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento", que abrange também parte da sugestão do proponente.*"Centro de apoio que objetiva o monitoramento dos principais parâmetros de segurança por meio remoto e de forma centralizada, e que pode aliar tecnologias digitais, infraestrutura de transferência de dados e comunicação à distância de forma a garantir a continuidade da produção, a segurança e a eficiência operacional dos ativos. Este centro de monitoramento deve ser compatível com os riscos assumidos pelo Concessionário Operador, segundo as melhores práticas da indústria do petróleo e gás"*	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 1	1.5.3.1. Sugestão: Dimensionar e prover o processo de monitoramento com tecnologia e porte compatíveis com os riscos críticos envolvidos, de acordo com a matriz de riscos da empresa.	1.5.3.1. Todas as atividades nas instalações envolvem riscos operacionais, o que inviabilizaria o dimensionamento de um processo de monitoramento. Propõe-se, então, a restrição para o monitoramento das atividades que envolvam riscos operacionais críticos, alinhado com a matriz de riscos da empresa. REFERÊNCIASLieberman, Matthew (2014). Social: Why Our Brains Are Wired to Connect Paperback. London: Crow.Schein, Edgar H. & Schein, Peter A. (2016). Organizational Culture and Leadership, 5th Edition. New York: Wiley.Zhang, M., Li, H. & Wei, J. (2008). Examining the relationship between organizational culture and performance: The perspectives of consistency and balance.Front. Bus. Res. China 2, 256–276. https://doi.org/10.1007/s11782-008-0015-6	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.5.3.1 Dimensionar e prover o processo de monitoramento com tecnologia e porte compatíveis com os riscos críticos envolvidos, de acordo com a matriz de riscos da empresa.	1.5.3.1 Todas as atividades envolvem riscos. O importante é que os cenários críticos sejam monitorados considerando o princípio de gestão baseada em risco. Alinhar itens 1.5.3 e 1.5.3.1.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 1	Alterar o texto do requisito 1.5.3.1 para "1.5.3.1 Dimensionar e prover o monitoramento com tecnologia e porte compatíveis com os riscos envolvidos.".	Conforme discutido durante o workshop, a obrigação de centro de monitoramento já faz parte de alguns contratos de concessão de E&P. Ao mesmo tempo, esta exigência pode encontrar barreiras tecnológicas em unidades existentes que não tenham esta previsão contatual e que poderia inviabilizar a operação das mesmas. Entendemos ser o contrato de concessão um mecanismo mais adequado para definir este tipo de requisito. Desta forma, sugerimos manter a necessidade de monitoramento, mas retirar a menção a um centro de monitoramento. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de ESPECIFICIDADE e REALISTA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	Sugestão: 1.5.3.1Dimensionar e prover o processo de monitoramento com tecnologia e porte compatíveis com os riscos críticos envolvidos, de acordo com a matriz de riscos da empresa.	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O objetivo do regulamento é estabelecer requisitos e diretrizes para o sistema de gestão a fim de controlar os riscos de processo e os da operação. Entende-se que o texto do item está claro, não sendo necessário complementos nem prescrições, ficando a responsabilidade ao operador do gerenciamento com segurança. Este item 1.5 do regulamento vem reforçar cláusula constante do contrato de concessão. O Contrato de Concessão, na cláusula 15.13 (deveres do operador) estabelece o monitamento das atividades por meio de um centro de monitoramento no país que opera. Adicionalmente, a fim de esclarecer o item, no Apêndice D (Definições) será incluída definicão de "centro de monitoramento".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 1	CONSULTA E AUDIÊNCIA PUBLICA ANP 28/2022: Implantação do Anexo I da resolução 1.Assunto 2.Objetivo e Detalhamento 3.Conhecimento e Impacto das Práticas Gerenciais 4.Lacunas e Dimensões para as Práticas Gerenciais no Esquema Regulatório 5.Investigação de Fatores Humanos: Falhas e Práticas Gerenciais 6.Implementação das Práticas Gerenciais 7.Conclusão 8.Referências	O Grupo de investigação GRODIN na UFBA-Bahia acredita que existem lacunas na identificação do nível de complexidade que podem alterar o funcionamento das práticas gerenciais sugeridas no marco regulatório, como indicado na Figura 2. A hipótese é que os eventos, acidentes, incidentes e desvios serão diminuídos somente a partir do entendimento sobre os elementos inseridos para classificar o nível de complexidade. Alguns fenômenos atuais na Operação das Unidades Críticas de Produção e Exploração integrada a logística são baseadas na Segurança Operacional durante a rotina, como, a variabilidade dos fatores humano-gerenciais e ambientais alterando os cenários que podem não ser reconhecidos, por exemplo, com uma equipe com baixa percepção de riscos levando a instalação de múltiplos desvios operacionais. Uma série de incidentes onshore (ANP) e offshore (referências	Salvador Ávila Filho / Universidade Federal da Bahia UFBA	A sugestão e justificativa do proponente não está relacionado com o item 1.6.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 1	1.6.1Estabelecer a sistemática e os meios para avaliar o cumprimento dos compromissos estabelecidos na política de Segurança Operacional."	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A palavra "sistemática" significa "ação ou efeito de sistematizar, de pôr em sistema; sistematização ou reunião dos mecanismos criteriosos ou procedimentos utilizados por um indivíduo, grupo de pessoas etc." Texto alterado conforme proposto.	Acatar
Prática de Gestão nº 1	1.6.1.1. Sugestão: Esclarecer se auditorias e avaliações de práticas seriam suficientes para cumprimento desse item. Alterar: Identificar aspectos culturais que possam impactar a segurança das operações e a política de Segurança Operacional.	1.6.1.1. A cultura de uma organização é a expressão do que acontece no dia a dia de trabalho, ou seja, a execução de suas normas e regulamentos pelos seus trabalhadores, manifestando-se dentro e fora dos seus limites físicos (Schein & Schein, 2016). A cultura, portanto, compreende em si os comportamentos, atitudes e habilidades das pessoas que nelas estão inseridas, emergindo das interações com os sistemas de trabalho (Zhan et al., 2008). Além disso, independentemente de um local geograficamente circunscrito, as pessoas se conectam e criam laços sociais para executarem tarefas, desenvolverem rotinas e criarem vínculos afetivos (Lieberman, 2014). Tendo em vista estas considerações, mas não se limitando a estas, sugere-se a supressão dos termos “locais” e “comportamentais”, uma vez que a cultura de uma empresa é considerada o conjunto dos elementos que a compõe, sendo os locais de trabalho e os comportamentos das pessoas exemplos destes elementos.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ, citou uma referência, apenas como exemplo, que propõe o uso de indicadores como forma de monitorar a cultura de segurança de uma organização. Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo e utiliza uma abordagem predominantemente de desempenho, a opção é por não detalhar no requisito os instrumentos ou metodologias que podem ser utilizados pelo Operador. No mais, em busca de trazer clareza ao item, alterou-se complementando como pode ser realizada esta avaliação, mas não limitando os meios ou ferramentas de atendimento ao propósito do item.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 1	1.6.1.1. Identificar aspectos locais, comportamentais e culturais que possam impactar a segurança das operações e a política de Segurança Operacional, através do monitoramento via indicadores e de avaliações periódicas do nível de maturidade da cultura de segurança.	A mudança sugerida busca trazer maior clareza ao requisito, indicando as formas de monitoramento e de avaliação que permitem o atendimento aos objetivos propostos no item 1.6, o qual tem por título "Avaliação de maturidade da cultura de segurança". Importante ressaltar que a Nota Técnica 41 informa sobre a possibilidade de uso de indicadores para identificar sinais de degradação da cultura. Entretanto, as métricas estariam limitadas a alguns aspectos, sem cobrir o conjunto de itens que precisam ser avaliados para um adequado diagnóstico do nível de maturidade da cultura. Por isso a sugestão para a aplicação de pesquisa/survey, em adição ao uso de indicadores, como ferramentas capazes de atender os propósitos do item 1.6. Por fim, também vale ressaltar que o CCPS* (publicação referenciada na Nota Técnica 41 - ver referência [28]) não se limita ao uso de indicadores como forma de monitorar a cultura, mas ressalta no item 3.4.3 (p.61), a condução de avaliações periódicas de cultura.(*) CCPS. Center for Chemical Process Safety. 2007. Guidelines for Risk	Paola Thompson (Representante DNV) / DNV	A Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ, citou uma referência, apenas como exemplo, que propõe o uso de indicadores como forma de monitorar a cultura de segurança de uma organização. Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo e utiliza uma abordagem predominantemente de desempenho, a opção é por não detalhar no requisito os instrumentos ou metodologias que podem ser utilizados pelo Operador. No mais, em busca de trazer clareza ao item, alterou-se complementando como pode ser realizada esta avaliação, mas não limitando os meios ou ferramentas de atendimento ao propósito do item.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 1	1.6.1.1 Identificar aspectos culturais que possam impactar a segurança das operações e a política de Segurança Operacional."	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Não há justificativa para a exclusão. Como outro proponente fez semelhante sugestão, optou-se por alterar o item.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 1	1.6.2 Implementar Ações Corretivas e Preventivas quando constatado desempenho insuficiente, conforme sistemática estabelecida em 1.6.1."	As sugestões para este item, são para maior clareza dos requisitos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Não há acrécimos com a referência, uma vez que já está no item 1.6, mesmo item.	Não acatar
Prática de Gestão nº 1	1.3.1. b) Sugestão: o uso das boas práticas da indústria para gerenciamento de riscos e resposta a grandes emergências;	1.3.1. b) A utilização do termo "melhores" qualifica e subjetiva a escolha da prática a ser adotada. Dessa forma, a substituição do termo "melhores" por "boas" direciona para a utilização de boas práticas da indústria que estejam alinhadas com a realidade do operador. REFERÊNCIASLieberman, Matthew (2014). Social: Why Our Brains Are Wired to Connect Paperback.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e linguagem com outros instrumentos vigentes na ANP, visando eliminar ambiguidades.	Não acatar
Prática de Gestão nº 1	1.4.2 Estabelecer a estrutura organizacional nas instalações operacionais, classificando as funções e as tarefas relativas a cada cargo definido.	1.4.2 Excluir bases administrativas, pois não são escopo do regulamento, conforme Resolução.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que, englobadas em bases administrativas, estão bases em terra que fazem parte da estrutura de resposta a emergência, do apoio a manutenção, a segurança de processo, e que possuem salas de controle remotas. Desse modo, a fim de tornar mais claro o termo no contexto da estrutura alterou-se para "bases de apoio".	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 2	2.2.1. Sugestões: Promover atividades e condições para que a Força de Trabalho esteja apta para desempenhar suas funções com segurança, conforme o SGSO da empresa, considerando: d)os requisitos de projeto, os procedimentos, as boas práticas da indústria na época da concepção do projeto e as condições das autorizações; e	2.2.1. A utilização do termo "melhores" qualifica e subjetiva a escolha da prática a ser adotada. Dessa forma, a substituição do termo "melhores" por "boas" direciona para a utilização de boas práticas da indústria que estejam alinhadas com a realidade do operador.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	2.2.1: Não houve justificativa para o acréscimo do termo "conforme o SGSO da empresa". As empresas detentoras de direitos de E&P devem ser capazes de garantir e demonstrar o alinhamento do seu próprio sistema de gestão existente aos requisitos do regulamento técnico do SGSO, não sendo esperado que uma empresa precise estruturar o seu sistema de gestão a partir da formatação ou organização das práticas de gestão do regulamento, mas que o sistema de gestão da empresa seja capaz de atender às diretrizes do regulamento. No regulamento técnico do SGSO predominam requisitos não prescritivos, permitindo que o Operador abarque novas soluções tecnológicas ou outras práticas mais seguras. Portanto, o Operador pode, para atender as diretrizes do regulamento técnico do SGSO, praticar quaisquer meios que promovam atividades e condições para que a força de trabalho esteja apta para desempenhar suas funções com segurança. O uso do termo "conforme o SGSO da empresa" descaracteriza essa intenção. 2.2.1 d): A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e linguagem com outros instrumentos vigentes na ANP, visando eliminar ambiguidades. Não houve justificativa para o acréscimo de "na época da concepção do projeto". No entanto, o uso das melhores práticas da indústria não pode ser fixado a uma época, como sugerido com a inclusão de "na época da concepção do projeto", já que a sua definição está alinhada aos melhores e mais seguros procedimentos e tecnologias disponíveis na indústria naquele dado momento.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 2	2.4.1 . Sugestão: Considerar os riscos operacionais no processo decisório, conforme as premissas da gestão baseada em riscos.	2.4.1. Dentro das definições do negócio, o risco operacional é relevante, mas não o único. Outros elementos entram na discussão para processos de decisão.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A priorização dos riscos operacionais é cláusula dos contratos de E&P. O objetivo é a qualificação do processo decisório, que deve ser baseado em risco, e o equilíbrio de forças entre as decisões relacionadas à continuidade operacional e à gestão de riscos.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 2	Retirar o requisito 2.4.3 Estabelecer processo de aprovação, definindo responsabilidade gerencial compatível com os riscos envolvidos na tomada de decisão que envolva prática de gestão de Segurança Operacional.	O requisito 1.4.3 Estabelecer as linhas hierárquicas de autoridade e comunicação, em operação normal e em emergência já cumpre com o objetivo esperado do requisito 2.4.3.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A obrigatoriedade de se estabelecer um processo decisório, definindo responsabilidade gerencial compatível com os riscos envolvidos [American Petroleum Institute - API RP 75/2019], já constava em alguns dos regulamentos de segurança operacional. Porém, no novo arcabouço regulatório, o comando principal com foco no sistema de gestão de segurança operacional será concentrado na PG 2. Neste tópico, a cláusula dos contratos de E&P que trata da necessidade de priorização dos riscos operacionais no processo decisório deverá ser abordada, objetivando a qualificação do processo decisório, que deve ser baseado em risco, e o equilíbrio de forças entre as decisões relacionadas à continuidade operacional e à gestão de riscos. Assim, o item objetiva reforçar a responsabildiade gerencial na tomada de decisão quando envolver situações de riscos graves e iminentes, que sejam decisões baseadas nos riscos envolvidos no cenário.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 2	2.2.1 Promover atividades e condições para que a Força de Trabalho esteja apta para desempenhar suas funções com segurança, considerando: d) os requisitos de projeto, os procedimentos, as melhores práticas da indústria na época da concepção do projeto e as condições das autorizações; e	2.2.1 Importante estar associado à filosofia de projeto vigente à época.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O uso das melhores práticas da indústria não pode ser fixado a uma época, como sugerido com a inclusão de "na época da concepção do projeto", já que a sua definição está alinhada aos melhores e mais seguros procedimentos e tecnologias disponíveis na indústria naquele dado momento. O regulamento técnico do SGSO é baseado em desempenho e, portanto, na busca pela melhoria contínua. Caso identificada mudança nas melhores práticas da indústria, o que a Agência espera dos Operadores é a realização de um gap analyses para avaliar a viabilidade de se adequar as novas tecnologias. Caso não seja possível, os riscos precisarão ser mitigados.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 2	2.4.1 Considerar os riscos operacionais no processo decisório, conforme as premissas da gestão baseada em riscos.	2.4.1 Inserir o princípio da gestão baseada em risco.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A priorização dos riscos operacionais é cláusula dos contratos de E&P. O objetivo é a qualificação do processo decisório, que deve ser baseado em risco, e o equilíbrio de forças entre as decisões relacionadas à continuidade operacional e à gestão de riscos.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 2	2.4.2 Adotar técnica de análise de riscos para uma tomada de decisão consistente e compatível com o cenário envolvido.	2.4.2 Inserir a análise de risco.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No regulamento técnico do SGSO predominam requisitos não prescritivos, permitindo que o Operador abarque novas soluções tecnológicas ou outras práticas mais seguras. Portanto, o Operador pode, para atender as diretrizes do regulamento técnico do SGSO, praticar quaisquer meios para reduzir incertezas e criar condições para uma tomada de decisão consistente e compatível com o cenário de risco. A regulação não intenciona limitar o processo decisório a somente a uma metodologia, o operador tem a possibildade de adotar qualquer anáise, desde que consistente e compatível com o cenário de risco.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 2	CONSULTA E AUDIÊNCIA PUBLICA ANP 28/2022: Implantação do Anexo I da resolução 1.Assunto 2.Objetivo e Detalhamento 3.Conhecimento e Impacto das Práticas Gerenciais 4.Lacunas e Dimensões para as Práticas Gerenciais no Esquema Regulatório 5.Investigação de Fatores Humanos: Falhas e Práticas Gerenciais 6.Implementação das Práticas Gerenciais 7.Conclusão 8.Referências	O Grupo de Investigação GRODIN na UFBA-Bahia acredita que existem lacunas na identificação do nível de complexidade que podem alterar o funcionamento das práticas gerenciais sugeridas no marco regulatório, como indicado na Figura 2. A hipótese é que os eventos, acidentes, incidentes e desvios serão diminuídos somente a partir do entendimento sobre os elementos inseridos para classificar o nível de complexidade. Alguns fenômenos atuais na Operação das Unidades Críticas de Produção e Exploração integrada a logística são baseadas na Segurança Operacional durante a rotina, como, a variabilidade dos fatores humano-gerenciais e ambientais alterando os cenários que podem não ser reconhecidos, por exemplo, com uma equipe com baixa percepção de riscos levando a instalação de múltiplos desvios operacionais. Uma série de incidentes onshore (ANP) e offshore (referências internacionais) foram analisados considerando a necessidade inicial de acompanhar a complexidade. A integração das causas com as	Salvador Ávila Filho / Universidade Federal da Bahia UFBA	A contribuição recebida neste item não se relaciona com o item apontado do regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 2	CONSULTA E AUDIÊNCIA PUBLICA ANP 28/2022: Implantação do Anexo I da resolução 1.Assunto 2.Objetivo e Detalhamento 3.Conhecimento e Impacto das Práticas Gerenciais 4.Lacunas e Dimensões para as Práticas Gerenciais no Esquema Regulatório 5.Investigação de Fatores Humanos: Falhas e Práticas Gerenciais 6.Implementação das Práticas Gerenciais 7.Conclusão 8.Referências	O Grupo de Investigação GRODIN na UFBA-Bahia acredita que existem lacunas na identificação do nível de complexidade que podem alterar o funcionamento das práticas gerenciais sugeridas no marco regulatório, como indicado na Figura 2. A hipótese é que os eventos, acidentes, incidentes e desvios serão diminuídos somente a partir do entendimento sobre os elementos inseridos para classificar o nível de complexidade. Alguns fenômenos atuais na Operação das Unidades Críticas de Produção e Exploração integrada a logística são baseadas na Segurança Operacional durante a rotina, como, a variabilidade dos fatores humano-gerenciais e ambientais alterando os cenários que podem não ser reconhecidos, por exemplo, com uma equipe com baixa percepção de riscos levando a instalação de múltiplos desvios operacionais. Uma série de incidentes onshore (ANP) e offshore (referências internacionais) foram analisados considerando a necessidade inicial de acompanhar a complexidade. A integração das causas com as	Salvador Ávila Filho / Universidade Federal da Bahia UFBA	A contribuição recebida neste item não se relaciona com o item apontado do regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 2	CONSULTA E AUDIÊNCIA PUBLICA ANP 28/2022: Implantação do Anexo I da resolução 1.Assunto 2.Objetivo e Detalhamento 3.Conhecimento e Impacto das Práticas Gerenciais 4.Lacunas e Dimensões para as Práticas Gerenciais no Esquema Regulatório 5.Investigação de Fatores Humanos: Falhas e Práticas Gerenciais 6.Implementação das Práticas Gerenciais 7.Conclusão 8.Referências	O Grupo de Investigação GRODIN na UFBA-Bahia acredita que existem lacunas na identificação do nível de complexidade que podem alterar o funcionamento das práticas gerenciais sugeridas no marco regulatório, como indicado na Figura 2. A hipótese é que os eventos, acidentes, incidentes e desvios serão diminuídos somente a partir do entendimento sobre os elementos inseridos para classificar o nível de complexidade. Alguns fenômenos atuais na Operação das Unidades Críticas de Produção e Exploração integrada a logística são baseadas na Segurança Operacional durante a rotina, como, a variabilidade dos fatores humano-gerenciais e ambientais alterando os cenários que podem não ser reconhecidos, por exemplo, com uma equipe com baixa percepção de riscos levando a instalação de múltiplos desvios operacionais. Uma série de incidentes onshore (ANP) e offshore (referências internacionais) foram analisados considerando a necessidade inicial de acompanhar a complexidade. A integração das causas com as	Salvador Ávila Filho / Universidade Federal da Bahia UFBA	A contribuição recebida neste item não se relaciona com o item apontado do regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 2	2.2.1 Promover atividades e condições para que a Força de Trabalho esteja apta para desempenhar suas funções com segurança, conforme o SGSO da empresa, considerando: d)os requisitos de projeto, os procedimentos, as boas práticas da indústria na época da concepção do projeto e as condições das autorizações;	2.2.1 A substituição do termo ""melhores"" por ""boas"" remete ao conceito de ALARP	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	2.2.1: Não houve justificativa para o acréscimo do termo "conforme o SGSO da empresa". As empresas detentoras de direitos de E&P devem ser capazes de garantir e demonstrar o alinhamento do seu próprio sistema de gestão existente aos requisitos do regulamento técnico do SGSO, não sendo esperado que uma empresa precise estruturar o seu sistema de gestão a partir da formatação ou organização das práticas de gestão do regulamento, mas que o sistema de gestão da empresa seja capaz de atender às diretrizes do regulamento. No regulamento técnico do SGSO predominam requisitos não prescritivos, permitindo que o Operador abarque novas soluções tecnológicas ou outras práticas mais seguras. Portanto, o Operador pode, para atender as diretrizes do regulamento técnico do SGSO, praticar quaisquer meios que promovam atividades e condições para que a força de trabalho esteja apta para desempenhar suas funções com segurança. O uso do termo "conforme o SGSO da empresa" descaracteriza essa intenção. 2.2.1 d): A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e linguagem com outros instrumentos vigentes na ANP, visando eliminar ambiguidades. Não houve justificativa para o acréscimo de "na época da concepção do projeto". No entanto, o uso das melhores práticas da indústria não pode ser fixado a uma época, como sugerido com a inclusão de "na época da concepção do projeto", já que a sua definição está alinhada aos melhores e mais seguros procedimentos e tecnologias disponíveis na indústria naquele dado momento.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 2	2.2.2 Promover condições para a participação da força de trabalho no estabelecimento e no processo de melhoria contínua do sistema de gestão da Segurança Operacional.	2.2.2 Não há como garantir a participação de todos os colaboradores, apenas promover a sua participação.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O texto original não exige a garantia de participação de todos os colaboradores, mas sim de que o Operador promova atividades estimulando essa participação e criando meios para que ela ocorra, como, por exemplo, incentivando à comunicação de incidentes e compartilhando indicadores de desempenho e resultados de auditorias e investigações de incidentes. Incluiu-se a frase ao final do texto a fim de tornar o item mais claro.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 2	2.2.3. Realizar reuniões periódicas com a Força de Trabalho, inclusive durante a fase pré-operacional, para acompanhamento das atividades e ciência dos perigos e recomendações para uma operação segura, com a frequência, público-alvo e escopo definidos pela empresa.		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Não houve justificativa para inclusão de "com a frequência, público-alvo e escopo definidos pela empresa". Porém, no regulamento técnico do SGSO predominam requisitos não prescritivos, permitindo que o Operador defina os seus procedimentos. Portanto, o Operador pode, para atender as diretrizes do regulamento técnico do SGSO, praticar quaisquer meios que promovam a execução do requisito.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 2	2.4.1. Considerar os riscos operacionais no processo decisório, conforme as premissas da gestão baseada em riscos.	2.4.1. Dentro das definições do negócio, o risco operacional é relevante, mas não o único. Outros elementos entram na discussão para processos de decisão.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A priorização dos riscos operacionais é cláusula dos contratos de E&P. O objetivo é a qualificação do processo decisório, que deve ser baseado em risco, e o equilíbrio de forças entre as decisões relacionadas à continuidade operacional e à gestão de riscos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 2	2.4.2. Adotar técnica de análise de riscos para uma tomada de decisão consistente e compatível com o cenário envolvido.		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	No regulamento técnico do SGSO predominam requisitos não prescritivos, permitindo que o Operador abarque novas soluções tecnológicas ou outras práticas mais seguras. Portanto, o Operador pode, para atender as diretrizes do regulamento técnico do SGSO, praticar quaisquer meios para reduzir incertezas e criar condições para uma tomada de decisão consistente e compatível com o cenário de risco. A regulação não intenciona limitar o processo decisório a somente a uma metodologia, o operador tem a possibildade de adotar qualquer anáise, desde que consistente e compatível com o cenário de risco.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 2	realizados estudos de riscos para embasar a decisão final. No entanto, a nova regulamentação em sua prática de gestão 12 (identificação de perigos e análises de riscos), requisita a consideração dos fatores humanos, vulnerabilidade de áreas potencialmente impactadas, risco digital e tecnológicos, etc. Pressupõe-se que os estudos existentes deverão ser revistos, portanto, será necessário um prazo maior do que 6 meses para readequá-los e consequentemente, todos processos decisórios associados aos estudos antigos nos quais não previam estas considerações.	2.4.2 A justificativa está associada a delimitação inserida no tópico de "Contribuição", no qual se vale do entendimento de que será necessário rever todos os estudos elaborados assim como os processos decisórios associados a eles, representando uma grande quantidade documental para ser revisada.	Adelci Almeida de Mello Junior / Origem Energia S.A.	A sugestão e justificativa não se refere a alteração de texto. Se trata de uma contribuição para ser discutida na resolução (disposições transitórias) prazo para adequação ao regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.1.1 Garantir que a Força de Trabalho seja qualificada e esteja devidamente QUALIFICADA, EXPERIENTE, treinada, COMPETENTE OU CERTIFICADA para exercer as suas funções de maneira segura	A competência da Força de Trabalho não se limita aos treinamentos, mas também às suas qualificações, experiências, conhecimentos, habilidades ou certificação. Uma pessoa pode ter realizado um treinamento no passado, mas no presente momento não possui mais os conhecimentos recebidos, por questões de tempo ou de falta de avaliação periódica por parte de um examinador independente. As pessoas geralmente representam o “elo mais fraco” na maior parte das cadeias de segurança. Muitas investigações concluem que a grande maioria dos acidentes são causados por falta de competências pessoais, falta de responsabilidades claras e falta de comprometimento. Infelizmente, os acidentes continuam a acontecer em países industrializados e em desenvolvimento. Acidentes em áreas classificadas onde atmosferas explosivas podem estar presentes não são exceção. Com base na necessidade da obtenção da confiança de que as	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.2 Gestão do Conhecimento 3.2.1 Dimensionar os requisitos de qualificação, EXPERIÊNCIAS, TREINAMENTOS, HABILIDADES, COMPETÊNCIAS PESSOAIS ou CERTIFICAÇÃO, considerando as tarefas rotineiras e não rotineiras, incluindo situações de emergência.	De acordo com a ISO CASCO, o Sistema de AVALIAÇÃO da CONFORMIDADE, por meio da CERTIFICAÇÃO, é a forma mais adequada para evidenciar o atendimento a requisitos técnicos, normativos e legais, seja por PESSOAS, serviços ou produtos. Existem diversos sistemas de avaliação da conformidade sobre COMPETÊNCIAS PESSOAIS, aplicados por Organismos de Certificação independentes, reconhecidos com base na Norma ISO/IEC 17024 - Avaliação da Conformidade - Requisitos gerais para organismos que certificam pessoas. A CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS é a forma mais adequada para evidenciar que um pessoa possui os requisitos necessários de QUALIFICAÇÃO, EXPERIÊNCIAS, TREINAMENTOS, HABILIDADES e COMPETÊNCIAS para desempenhar de forma segura e autônoma, as funções para as quais é designada. Os sistemas de certificação de competências pessoais incorpora as	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa. Incluiu-se a palavra "definir" sugestão de outro proponente para deixar o texto mais abrangente.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.2.1.1 Revisar os requisitos de qualificação, EXPERIÊNCIAS, treinamentos, HABILIDADES, COMPETÊNCIAS PESSOAIS ou CERTIFICAÇÃO, sempre que necessário, ...	São indicadas a seguir, para melhor embasamento desta proposta de contribuição, algumas definições relacionadas com a certificação de competências pessoais “Ex”: 1.Avaliação de competências pessoais: Processo que faz parte da avaliação em um processo de certificação e que mede as competências dos candidatos por um ou mais meios, como exames escritos, orais, práticos ou por observação [Fonte: Norma ISO/IEC 17024] 2.Certificação: Reconhecimento formal por um Organismo de Certificação comprovando que uma pessoa atende a requisitos estabelecidos em normas específicas 3.Certificado: Documento que assegura a conformidade de um produto, processo, sistema, pessoa ou organização, de acordo com requisitos específicos 4.Certificado de competências pessoais “Ex”: Documento emitido por um Organismo de Certificação	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa. Incluiu-se a palavra "definir" sugestão de outro proponente para deixar o texto mais abrangente.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.2.2 Estabelecer critérios de seleção, qualificação, EXPERIÊNCIAS, treinamentos, HABILIDADES, COMPETÊNCIAS PESSOAIS ou CERTIFICAÇÃO necessários ...	Para melhor embasamento técnico sobre este assunto, são apresentados a seguir os principais objetivos e formas de operação do sistema internacional de certificação de competências pessoais “Ex”: Um dos principais objetivos do sistema internacional de CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS “Ex” é tornar o mundo um lugar mais seguro e utilizar os princípios da avaliação da conformidade para proporcionar aos empregadores e a outras organizações a confiança que as pessoas que trabalham em áreas classificadas contendo atmosferas explosivas, ou próximas à elas, foram certificadas de forma independente como sendo competentes para fazer o trabalho de acordo com os requisitos das melhores práticas mundiais, sendo que os Organismos de Certificação “Ex” representam organizações parceiras essenciais para indústria neste esforço de certificação de competências pessoais “Ex”. O emprego de pessoas	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa. Incluiu-se a palavra "definir" sugestão de outro proponente para deixar o texto mais abrangente.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.2.3 Promover o aprimoramento contínuo da Força de Trabalho, identificando necessidades de qualificação, experiências, treinamentos, habilidades, competências pessoais ou certificação sobre as instalações, tecnologias, ...	Para melhor embasamento técnico sobre este assunto, são apresentados a seguir os principais “conceitos” relacionados com a CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS. O Sistema Internacional de Certificação de Competências Pessoais “Ex” reconhece que conhecimentos e habilidades podem ser obtidos por diversos meios, como por exemplo, educação superior, treinamentos internos de empresas, treinamentos externos particulares ou orientação profissional no local de trabalho. Na determinação de que uma pessoa é competente, é usual que sejam considerados os níveis de seus conhecimentos e de suas habilidades adquiridas. Isto é sempre avaliado tendo como base as tarefas e responsabilidades previstas que serão atribuídas para as pessoas e para a aplicação destes conhecimentos e habilidades de acordo com os padrões de desempenho requeridos nos locais de trabalho.	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.3 Treinamentos DE FORMAÇÃO, DE RECICLAGEM E PROGRAMAS DE CERTIFICAÇÃO DE COMPETÊNCIAS PESSOAIS	Para melhor embasamento técnico do assunto é apresentada na Figura contida no link em anexo, um "fluxograma simplificado" do processo de obtenção de um certificado de competências pessoais "Ex", desde a inscrição de um profissional que deseja obter o reconhecimento de suas competências, passando pelas etapas de avaliação das suas qualificações, experiências, conhecimentos, habilidades e competências, até a execução dos exames teóricos e práticos aplicáveis às Unidades de Competências Pessoais "Ex" pretendidas. https://drive.google.com/file/d/16M-uHM67gc6zzZe0KOhjFGmzfMhskAe-/view?usp=share_link O processo de certificação de competências pessoais "Ex" inclui também o acompanhamento periódico dos profissionais certificados, por parte do Organismo de Certificação de Pessoas que tenha emitido o certificado, de forma a assegurar a devida atualização dos conhecimentos com relação às normas técnicas de serviços "Ex"	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que o item se refere a treinamentos em geral para o exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o regulamento técnico de segurança.Os programas de treinamento e qualificação devem ser estabelecidos própria empresa com requisitos de como que a força de trabalho será qualificada e treinada, ou seja, esteja apta para executar as suas atividades de forma segura. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.3.1 Estabelecer os requisitos e os programas de treinamentos DE FORMAÇÃO, TREINAMENTOS PERIÓDICOS de RECICLAGEM e PROGRAMAS de CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS, para exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o presente regulamento técnico.	De forma similar como o "SGSO BRITÂNICO" (UK) incluiu, em 1988, o mecanismo de avaliação da conformidade por meio da CERTIFICAÇÃO voluntária das competências pessoais "Ex" dos profissionais que executam, supervisionam ou fiscalizam serviços em áreas classificadas, esta atual revisão e atualização do SGSO da ANP em 2023 representa o momento adequado e de AMADURECIMENTO de conceitos para também incluir essa "boa prática" do mercado mundial na legislação nacional sobre CERTIFICAÇÃO VOLUNTÁRIA de competências pessoais "Ex". Em função dos diversos "desvios" ou "não conformidades" encontradas nas inspeções "Ex" de campo em áreas classificadas, pode ser verificado que somente a certificação dos equipamentos de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricos e mecânicos "Ex" é INSUFICIENTE para garantir a segurança das instalações com, a presença de atmosferas explosivas, contra a ocorrência de uma explosão, com consequências	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que o item se refere a treinamentos em geral para o exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o regulamento técnico de segurança.Os programas de treinamento e qualificação devem ser estabelecidos própria empresa com requisitos de como que a força de trabalho será qualificada e treinada, ou seja, esteja apta para executar as suas atividades de forma segura. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.3.1.1 Dimensionar os programas de TREINAMENTOS DE FORMAÇÃO, TREINAMENTOS PERIÓDICOS DE RECICLAGEM E PROGRAMAS DE CERTIFICAÇÃO VOLUNTÁRIA DE COMPETÊNCIAS PESSOAIS, de acordo com a classificação de funções, as tarefas afetas ao cargo e os riscos envolvidos nas atividades exercidas.	De acordo com a ISO CASCO, o Sistema de AVALIAÇÃO da CONFORMIDADE, por meio da CERTIFICAÇÃO, é a forma mais adequada para evidenciar o atendimento a requisitos técnicos, normativos e legais, seja por PESSOAS, serviços ou produtos. Existem diversos sistemas de avaliação da conformidade sobre COMPETÊNCIAS PESSOAIS, aplicados por Organismos de Certificação independentes, reconhecidos com base na Norma ISO/IEC 17024 - Avaliação da Conformidade - Requisitos gerais para organismos que certificam pessoas. A CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS é a forma mais adequada para evidenciar que um pessoa possui os requisitos necessários de QUALIFICAÇÃO, EXPERIÊNCIAS, TREINAMENTOS, HABILIDADES e COMPETÊNCIAS para desempenhar de forma segura e autônoma, as funções para as quais é designada. Os sistemas de certificação de competências pessoais incorpora as	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que o item se refere a treinamentos em geral para o exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o regulamento técnico de segurança.Os programas de treinamento e qualificação devem ser estabelecidos própria empresa com requisitos de como que a força de trabalho será qualificada e treinada, ou seja, esteja apta para executar as suas atividades de forma segura. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	Contribuição 1: 3.3.1.2 Estabelecer requisitos específicos do Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ), de forma e de frequência nos programas de TREINAMENTOS DE FORMAÇÃO, TREINAMENTOS PERIÓDICOS DE RECICLAGEM E PROGRAMAS DE CERTIFICAÇÃO VOLUNTÁRIA DE COMPETÊNCIAS PESSOAIS, para Tarefas Críticas e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	Justificativa 1: Os Operadores de E&P devem implementar programas internos para que a FORÇA DE TRABALHO envolvida com tarefas CRÍTICAS, como por exemplo aquelas executadas em áreas classificadas com o risco de presença de atmosferas explosiva, seja submetido, de forma "VOLUNTÓRIA" a sistemas de CERTIFICAÇÃO de competências pessoais, como forma de elevar os níveis de conformidade técnica e normativa em áreas classificadas, contribuindo para a elevação dos níveis de segurança e para evitar a ocorrência de acidentes com consequências catastróficas, como por exemplo, as explosões de atmosferas explosivas.	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que o item se refere a treinamentos em geral para o exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o regulamento técnico de segurança.Os programas de treinamento e qualificação devem ser estabelecidos própria empresa com requisitos de como que a força de trabalho será qualificada e treinada, ou seja, esteja apta para executar as suas atividades de forma segura. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	Contribuição 2: 3.3.3 Estabelecer sistemática de acompanhamento e registro dos treinamentos de formação, treinamentos periódicos de reciclagem e programas de certificação de competências pessoais e da qualificação da Força de Trabalho, de forma a demonstrar a adequação ao exercício de cada função e a validade dos CERTIFICADOS de COMPETÊNCIAS PESSOAIS.	Justificativa 2: Os treinamentos não necessitam e não costumam possuir um “PRAZO DE VALIDADE”. As competências das pessoas pode evoluir com o tempo, mas podem também regredir, caso os conhecimentos recebidos nos treinamentos não tenham sido entendido ou não tenham sido regularmente aplicados. A avaliação sistemática da conformidade das pessoas em relação à atualização de seus conhecimentos, qualificações, experiências e competências é feita por meio da CERTIFICAÇÃO, que possui normalmente um ciclo de CINCO ANOS para renovação, bem como acompanhamento das pessoas certificadas a cada DEZOITO MESES, por parte do Organismo de Certificação reconhecido, emissor do Certificado de Competências Pessoais. Os Organismos de Certificação reconhecidos que operam na área de Certificação de COMPETÊNCIAS PESSOAIS são avaliados com base nos requisitos da Norma ISO/IEC 17024	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que o item se refere a treinamentos em geral para o exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o regulamento técnico de segurança.Os programas de treinamento e qualificação devem ser estabelecidos própria empresa com requisitos de como que a força de trabalho será qualificada e treinada, ou seja, esteja apta para executar as suas atividades de forma segura. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	Contribuição 3: 3.4 Avaliação de eficácia dos processos de gestão do conhecimento 3.4.1 Estabelecer mecanismos de verificação do processo de gestão do conhecimento, incluindo a avaliação contínua das qualificações, experiências, treinamentos, habilidades, competências pessoais, dos níveis de absorção dos conhecimentos e o acompanhamento dos PROGRAMAS de CERTIFICAÇÃO e dos PRAZOS de VALIDADE dos CERTIFICADOS de COMPETÊNCIAS PESSOAIS.	Justificativa 3: A avaliação sistemática da conformidade das pessoas em relação à atualização de seus conhecimentos, qualificações, experiências e competências é feita por meio da CERTIFICAÇÃO, que possui normalmente um ciclo de CINCO ANOS para renovação, bem como acompanhamento das pessoas certificadas a cada DEZOITO MESES, por parte do Organismo de Certificação reconhecido, emissor do Certificado de Competências Pessoais. Os Organismos de Certificação reconhecidos que operam na área de Certificação de COMPETÊNCIAS PESSOAIS são avaliados com base nos requisitos da Norma ISO/IEC 17024 (Avaliação da conformidade - Requisitos gerais para organismos que certificam pessoas)	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que o item se refere a treinamentos em geral para o exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o regulamento técnico de segurança.Os programas de treinamento e qualificação devem ser estabelecidos própria empresa com requisitos de como que a força de trabalho será qualificada e treinada, ou seja, esteja apta para executar as suas atividades de forma segura. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	Contribuição 4: 3.4.2 Estabelecer mecanismos de avaliações periódicas da eficácia dos treinamentos periódicos de reciclagem executados para Tarefas Críticas de Segurança Operacional e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional, com o objetivo de verificar se as qualificações, conhecimentos, habilidades, EXPERIÊNCIAS e COMPETÊNCIAS PESSOAIS necessárias foram devidamente incorporadas pela Força de Trabalho, bem como se os conhecimentos e habilidades necessários foram transmitidos pelos Instrutores e compreendidos pela Força de Trabalho.	Justificativa 4: A sistemática da CERTIFICAÇÃO de competências pessoais incorpora os mecanismos de avaliações PERIÓDICAS das pessoas que foram certificadas, de forma a garantir que estas pessoas continuam "competentes", atualizadas e atuando na respectiva área de conhecimento e certificação. Nos casos em que a pessoa certificada evidencie que continua "competente", o certificação é "renovado" em seu prazo de vigência, o qual é normalmente de cinco anos.	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que o item se refere a treinamentos em geral para o exercício das funções relacionadas direta e indiretamente com o regulamento técnico de segurança. Os programas de treinamento e qualificação devem ser estabelecidos própria empresa com requisitos de como que a força de trabalho será qualificada e treinada, ou seja, esteja apta para executar as suas atividades de forma segura. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	Figura 5 – Fundamentos da prática de gestão nº 3. Gestão do conhecimento •Requisitos de qualificação, experiências, habilidades, treinamentos e competências pessoais Treinamentos de formação, de reciclagem e programas de certificação de competências pessoais •Programas de treinamentos e de CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS Avaliação •Verificação da gestão do conhecimento e dos programas de CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS •Eficácia dos treinamentos e CERTIFICAÇÃO para tarefas e procedimentos críticos	A CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS é a forma mais adequada para evidenciar que um pessoa possui os requisitos necessários de QUALIFICAÇÃO, EXPERIÊNCIAS, TREINAMENTOS, HABILIDADES e COMPETÊNCIAS para desempenhar de forma segura e autônoma, as funções para as quais é designada. Os sistemas de certificação de competências pessoais incorpora as etapas de ACOMPANHAMENTO e AVALIAÇÕES PERIÓDICAS, por meio dos Organismos de Certificação independentes, emissores dos Certificados, dos profissionais que tenham obtido a certificação de suas competências pessoais, de forma a garantir que esta pessoas estejam devidamente atualizadas em relação aos requisitos de segurança, técnicos, normativos e legais aplicáveis. Como exemplo de Sistema de Certificação de Competências Pessoais aplicáveis a tarefas críticas, pode ser citado o Sistema IECEx, que conta com a participação do Brasil em sua elaboração.	Roberval Bulgarelli	Com base no entendimento da ANP no que se refere a treinamentos e qualificação e que a própria empresa deve estabelecer os requisitos para sua força de trabalho de modo que esta esteja apta para executar as suas atividades de forma segura; não se vê necessária alteração da figura 5 da PG-3. Frisa-se que prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	Substituir o item: 3.3.3 Estabelecer sistemática de acompanhamento e registro dos treinamentos realizados e da qualificação da Força de Trabalho, de forma a demonstrar a adequação ao exercício de cada função e a validade dos treinamentos. Por: 3.3.3 Estabelecer sistemática de acompanhamento e registro dos treinamentos realizados, de forma a gerenciar as atualizações exigidas em normas, demonstrando a adequação ao exercício de cada função	Harmonização com as Normas Regulamentadoras nos itens: NR 1.7.1.2, NR 37.9.6.6 (reciclagem), NR 10.8.8.2, Tabela II - Critérios para Atualização do Anexo I da NR 20, Quadro I - Treinamento Eventual do Anexo III da NR 33.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta complementa o item uma vez que as atualizações das normas devem ser seguidas também.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 3	Sugerimos adicionar, após o item 3.4, um item 3.5, sobre Certificação, a saber: "3.5 Certificação. Estabelecer requerimento de certificação de pessoas para a Força de Trabalho, para atividades críticas para a Segurança Operacional, conforme normas técnicas.”	A Prática de Gestão N°3 tem como objetivo "Garantir que a Força de Trabalho seja qualificada e treinada para exercer suas funções", mas isso não é suficiente para funções que atuam em atividades críticas para a Segurança Operacional. Neste caso, a Força de Trabalho, além de qualificada e treinada, precisa ser também certificada. Para cobrir essa lacuna, propomos a inclusão do texto acima, mencionado no tópico 10, Contribuição.	Antônio Luís de Oliveira Aulicino / ABENDI - Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção	A ANP entende pelo escopo do regulamento que a certificação já esteja incluída nos termos "qualificação e treinamento" e será estabelecido tais exigências em procedimento próprio da empresa de acordo atividades e funções, sendo assim não cabendo criar um item específico para o tema proposto.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.1 Alterar o título da prática para Desempenho da Força de Trabalho Própria	3.1 Título: Deixar claro o público-alvo da PG, considerando a força de trabalho própria do operador da instalação, empresa detentora de direitos do E&P e empresas contratadas. Os requisitos de qualificação e treinamento das Empresas Contratadas já estão definidos no item 5.4 da Prática de Gestão Nº 05 deste regulamento técnico e deverão ser definidos como requisitos das contratações de serviços, garantindo que a Empresa Contratada tenha os empregados qualificados e treinados para exercer suas atividades e responsabilidades nas práticas de trabalho seguro, nos procedimentos críticos de segurança operacional e nos planos de emergência. Reforçamos que os cursos de SST (Segurança e Saúde no Trabalho) são obrigação da Empresa que contrata o funcionário, que estabelece o vínculo empregatício, e não da Empresa que contrata o serviço. O contrato de trabalho celetista é o elemento jurídico que exige que os funcionários estejam devidamente capacitados. O Decreto 8.373/2014 estabelece estas premissas, bem	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No âmbito do processo de gestão do conhecimento, e em consonância com o Health and Safety Executive (HSE) do Reino Unido [Healty and Safety Executive (HSE). Human factors: Training & Competence, 2022], a PG 3 incluirá a necessidade de considerar, no dimensionamento dos requisitos de qualificação e treinamento da força de trabalho, tarefas rotineiras e não rotineiras, incluindo as situações emergenciais e críticas de segurança. Desta forma, a PG 3, não se limita apenas ao pessoal próprio, mas ao desempenho de toda força de trabalho (própria e contratadas).	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.1.1 Garantir que a Força de Trabalho Própria seja qualificada..."	3.1.1 Idem ao item 3.1	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No âmbito do processo de gestão do conhecimento, e em consonância com o Health and Safety Executive (HSE) do Reino Unido [Healty and Safety Executive (HSE). Human factors: Training & Competence, 2022], a PG 3 incluirá a necessidade de considerar, no dimensionamento dos requisitos de qualificação e treinamento da força de trabalho, tarefas rotineiras e não rotineiras, incluindo as situações emergenciais e críticas de segurança. Desta forma, a PG 3, não se limita apenas ao pessoal próprio, mas ao desempenho de toda força de trabalho (própria e contratadas).	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.2.1 Definir os requisitos de qualificação...	3.2.1 A palavra "definir" é mais adequada para item, pois somente o "dimensionamento" não garantirá os requisitos de qualificação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A sugestão do proponente deixa o texto mais abrangente.	Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.2.1.1. Excluir entre parênteses a sigla VCP.	3.2.1.1 Manter somente Procedimentos Críticos de Segurança Operacional	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A contribuição apresentada não condiz com a minuta de regulamento técnico, pois não há sigla VCP.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.2.2 Estabelecer critérios de qualificação e de treinamento necessários, que habilitem a Força de Trabalho Própria a executar as tarefas com segurança.	3.2.2 A questão chave deste item são os critérios de qualificação para o pleno exercício das atividades (conforme perfil / função) com segurança.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A exclusão "critérios de seleção e função" e inclusão de "próprio" muda o sentido do item que é o operador estabelecer critérios de seleção e niveis de qualificação e treinamento para que a Força de Trabalho esteja habilitada a excutar as taferas com segurança, e dentro do cargo estabelecido na estrutura organizacional da empresa. A citação da Força de Trabalho abrange pessoal próprio e contratadas.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 3	3.2.3 Ajustar para força de trabalho própria.	3.2.3 Conforme justificativa do item 3.1.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Oregulamento, e consequentemten a PG 3 é direcionada para toda força de trabalho, isto inclui pessola próprio e contratado. Conforme item 3.1.1 da PG-3, deve ser garantido que a Força de Trabalho seja qualificada e esteja treinada para exercer suas funções de de maneira segura, em aderência à estrutura organizacional e às responsabilidades estabelecidas no sistema de gestão de Segurança Operacional. A força de trabalho inclui todo pessoal envolvido na operação da Instalação ou que tenha responsabilidades e atribuições na gestão da Segurança Operacional, empregados do operador da Instalação, da empresa detentora de direitos de E&P, ou das empresas Contratadas (definição D.33)	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.3.1 Estabelecer os requisitos e o programa de treinamento para exercício das funções relacionadas com o presente regulamento técnico.	3.3.1 "Direta e indiretamente" - Redundância. Simplificação do texto.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento técnico se aplica a toda a força de trabalho, seja próprio ou contratado.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.3.1.1 Definir o programa de treinamento de acordo com a classificação de funções, as tarefas afetas ao cargo e os riscos envolvidos nas atividades exercidas.	3.3.1.1 Conforme justificativa do item 3.2.1.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este é um subitem do 3.3.1 que já estabelece o programa de treinamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.3.1.2 Estabelecer requisitos específicos de qualidade, de forma e de frequência no programa de treinamento para Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	3.3.1.2 Especificar para melhor entendimento o que são os requisitos específicos de qualidade para um programa de treinamento. Margem para interpretação. Entendimento que a classificação / mapeamento do procedimento como crítico se houver pelo menos uma tarefa crítica no procedimento, simplificando o texto. "Tarefa crítica " está contido em procedimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento traz requisitos de qualidade para a elaboração dos programas de treinamento, especialmente para aqueles relacionados a procedimentos e tarefas críticos de segurança operacional. Em benchmarking considerando a indústria nuclear [Nota Técnica nº 246/SSM/2018] e as diretrizes do CCPS [Diretrizes para Segurança de Processo Baseada em Risco, CCPS, 2014], observa-se que não existe espaço para que um processo de "autoleitura de procedimentos operacionais" seja considerado como capaz de garantir o aprendizado, especialmente quando se tratar de procedimentos críticos de segurança operacional. Dessa forma, propõe-se que o regulamento apresente requisitos específicos de qualidade, de forma e de frequência para os treinamentos, bem como sejam incorporados processos de aprendizagem de habilidades comportamentais (cognitivas, sociais e pessoais),garantindo o alto desempenho da força de trabalho na execução das tarefas críticas de segurança operacional. No mais, as definições de procedimentos críticos e tarefas críticas estão descritos no Apêndice D.24 e D.49, respectivamente. As tarefas críticas podem ou não estarem associadas a procedimentos críticos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.3.4 Ajustar para força de trabalho própria.	3.3.4 Conforme justificativa do item 3.1.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento, e consequentemten a PG 3 é direcionada para toda força de trabalho, isto inclui pessola próprio e contratado. Conforme item 3.1.1 da PG-3, deve ser garantido que a Força de Trabalho seja qualificada e esteja treinada para exercer suas funções de maneira segura, em aderência à estrutura organizacional e às responsabilidades estabelecidas no sistema de gestão de Segurança Operacional. A força de trabalho inclui todo pessoal envolvido na operação da Instalação ou que tenha responsabilidades e atribuições na gestão da Segurança Operacional, empregados do operador da Instalação, da empresa detentora de direitos de E&P, ou das empresas Contratadas (definição D.33)	Não Acatar

Prática de Gestão nº 3	3.4.1 Estabelecer mecanismos de verificação do processo de gestão do conhecimento, incluindo a avaliação contínua da qualificação e dos níveis de absorção de conhecimento para procedimentos críticos de segurança operacional.	3.4.1 Deixar claro que os mecanismos de verificação do processo de gestão do conhecimento são para os procedimentos críticos de segurança operacional.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Além dos requisitos de qualidade, deverão ser estabelecidos mecanismos de verificação do processo de gestão do conhecimento, incluindo a avaliação contínua da qualificação e dos níveis de absorção de conhecimento. Para tarefas críticas de segurança operacional e procedimentos críticos de segurança operacional, deverá ser estabelecido um mecanismo de avaliação periódica da eficácia dos treinamentos, visando verificar se os conhecimentos e habilidades necessários para o exercício da função foram adequadamente transmitidos e compreendidos. No mais, as definições de procedimentos críticos e tarefas críticas estão descritos no Apêndice D.24 e D.49, respectivamente. As tarefas críticas podem ou não estarem associadas a procedimentos críticos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.4.2 Estabelecer mecanismos de avaliação periódica da eficácia dos treinamentos executados para Procedimentos Críticos de Segurança Operacional, a fim de verificar se os conhecimentos e habilidades necessários foram transmitidos e compreendidos.	3.4.2 Supressão do trecho: ...tarefas críticas de segurança operacional..., com foco da avaliação de eficácia para os treinamentos relacionados aos procedimentos críticos de segurança operacional.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Além dos requisitos de qualidade, deverão ser estabelecidos mecanismos de verificação do processo de gestão do conhecimento, incluindo a avaliação contínua da qualificação e dos níveis de absorção de conhecimento. Para tarefas críticas de segurança operacional e procedimentos críticos de segurança operacional, deverá ser estabelecido um mecanismo de avaliação periódica da eficácia dos treinamentos, visando verificar se os conhecimentos e habilidades necessários para o exercício da função foram adequadamente transmitidos e compreendidos. No mais, as definições de procedimentos críticos e tarefas críticas estão descritos no Apêndice D.24 e D.49, respectivamente. As tarefas críticas podem ou não estarem associadas a procedimentos críticos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 3	3.2.1.1. Revisar os requisitos de qualificação e treinamento sempre que o sistema de gestão do operador apontar como necessário ou por alteração da legislação vigente, em especial quando as análises de riscos ou investigações de Incidentes indicarem; as mudanças temporárias ou permanentes afetarem os Procedimentos Críticos de Segurança Operacional; ou for identificado baixo desempenho da Força de Trabalho na execução das suas funções."	3.2.1.1. Maior clareza e alinhamento com operações vigentes.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A proposta não traz acrécimo ao texto proposto. "Revisar os requisitos de qualificação e treinamento sempre que necessário" já abrange a sugestão do proponente "seja por sistema de gestão ou legislação vigente".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	Referente ao Item: 4.4.1 Estabelecer metodologia para avaliar de forma sistemática a confiabilidade humana na condução de Tarefas Críticas e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional, minha contribuição, seria quanto a possibilidade da ANP estabelecer as metodologias qualitativas ou quantitativas para a avaliação da confiabilidade humana, para que os Operadores de Contrato possam fazer a escolha.	maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Carlos Eduardo dos Santos / CE Consultoria e Auditoria em Segurança do Trabalho	No regulamento técnico do SGSO predominam requisitos não prescritivos, baseados em desempenho (com objetivos a serem alcançados) em detrimento de requisitos prescritivos, como seria a definição de metodologias de Análise de Confiabilidade Humana (que detalham como algo deve ser realizado). Em termos internacionais, é consenso que a regulação de segurança com o objetivo de prevenir e mitigar acidentes catastróficos na indústria do petróleo deve ter uma abordagem predominantemente de desempenho, a fim de: (i) evitar assimetria de informação entre operadores e reguladores, em relação às vulnerabilidades e riscos associados às instalações; (ii) evitar o custo administrativo de atualização frequente de resoluções prescritivas, de modo a abarcar novas soluções tecnológicas ou outras práticas mais seguras; e (iii) deslocar os riscos do regulador para o agente regulado, que se beneficia da atividade econômica. O Regulamento Técnico do SGSO é estruturado para guiar os operadores no atingimento dos objetivos de Segurança Operacional esperados pelo regulador e pela sociedade, ressaltando a inexistência de linha de compliance ou performance mínima, mas sim a necessidade de implementação de práticas que resultem em ciclos de aprimoramento contínuo do desempenho de segurança.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.1.1. Sugestão de texto: Promover a melhoria contínua do desempenho seguro e compatível com os riscos advindos das interações entre fatores individuais, organizacionais, tecnológicos durante todo o ciclo de vida da instalação.	4.1.1. Nos ambientes de trabalho da indústria de O&G, percebe-se uma combinação complexa de vários elementos, envolvendo pessoas, equipamentos e sistemas. Desta combinação, emergem-se situações em que é necessária uma abordagem sistêmica, considerando não somente o elemento per si, mas a combinação (complexa) deste com outros, necessitando-se de abordagens de compreensão e análise ao nível do sistema, e não do elemento (Rasmussen, 1997). Neste contexto, o emprego de termos ou expressões determinísticas, como “garantir”, podem direcionar os esforços e atenção para um único elemento, perdendo-se a compreensão do todo. Para esta compreensão sistêmica (Hollnagel, 2014), mais abrangente e, portanto, com mais chances de se identificar as raízes e origens dos problemas, expressões como “promover”, “desenvolver”, são mais adequadas, sendo esta a nossa sugestão de alteração do texto, incluindo os conceitos de melhoria contínua, de forma a buscar uma amplitude maior nas ações de	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Promover é diferente da palavra garantir. O entendimento do objetivo da prática é que realmente a empresa garanta o desempenho dos trabalhadores, através da implementação de requisitos de engenharia de fatores humanos no projeto. Além disso, a minuta de regulamento já inclui a abordagem sistêmica proposta quando inserido comandos que induzam, dentro de cada prática de gestão, a realização de tarefas relacionadas ao ciclo PDCA, visando a melhoria contínua do desempenho de forma contínua e consistente. Incluiu-se um texto final para melhorar o entendimento do objeto da prática.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.2.1. Sugestão de texto: Promover meios para que as atividades humanas sejam realizadas de forma segura, a partir da identificação de Tarefas e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	4.2.1. De forma similar ao item 4.1.1, nos ambientes de trabalho da indústria de O&G, percebe-se uma combinação complexa de vários elementos, envolvendo pessoas, equipamentos e sistemas. Desta combinação, emergem-se situações em que é necessária uma abordagem sistêmica, considerando não somente o elemento per si, mas a combinação (complexa) deste com outros, necessitando-se de abordagens de compreensão e análise ao nível do sistema, e não do elemento (Rasmussen, 1997). Neste contexto, o emprego de termos ou expressões determinísticas, como “garantir”, podem direcionar os esforços e atenção para um único elemento, perdendo-se a compreensão do todo. Para esta compreensão sistêmica (Hollnagel, 2014), mais abrangente e, portanto, com mais chances de se identificar as raízes e origens dos problemas, expressões como “promover”, “desenvolver”, são mais adequadas, sendo esta a nossa sugestão de alteração do texto, com a inclusão do termo “meios”, de forma que fique claro a garantia de	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A proposição de uma prática de gestão de fatores humanos, cujo objetivo é o gerenciamento dos riscos advindos das interações entre fatores individuais, tecnológicos e organizacionais, leva em consideração a capacidade do operador demonstrar que possui um fluxo de trabalho estabelecido e adota técnicas reconhecidas, integradas às análises de risco da instalação, a fim de propor, implementar e avaliar a efetividade de medidas de redução de erros humanos que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes. Desta forma, o regulamento explicita a responsabilidade do operador de assegurar que tal elemento esteja implementado em todo ciclo de vida de sua instalação, independente do "meio ou ferramenta" aplicada. Ademais, a sugestão é manter o item na íntegra, no entanto, realocado como item 4.2.3 por alterações na prática. O título do item também foi realocado "4.2 Engenharia de Fatores Humanos". Deixou de ser 4.3 para ser 4.2.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.2.2. Nota: Solicitar esclarecimento acerca do entendimento de "transição de carga de trabalho". Sugestão de texto: Avaliar e planejar as tarefas críticas considerando os aspectos de transição de carga de trabalho quando da alteração do modo de operação regular para cenários que demandem elevação da carga mental e de trabalho, em especial em situações de emergência.	4.2.2. DÚVIDA: Solicitar esclarecimentos acerca do entendimento do termo “transição de carga de trabalho”. As tarefas críticas exigem uma atenção diferenciada na sua execução (Kirwan, 1994), valendo-se das habilidades técnicas e não técnicas dos trabalhadores (França et al, 2022) , elevando a carga cognitiva, esforço físico ou uma combinação destes. Sugere-se que a avaliação e planejamento determinado por este item seja direcionado para tais tarefas, alterando-se o texto original, buscando que os recursos disponíveis sejam alocados para as interações mais críticas do sistema, aumentando-se o incremento de desempenho seguro. REFERÊNCIAS Kirwan, B. (1994). A Guide to Practical Human Reliability Assessment. 1st Edition. CRC Press. França, J. et al (2022). Analyzing non-technical skills in the sharp end of facilities/utilities operations in onshore and offshore O&G process plants. Environment Systems and Decisions	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A intenção do requisito é planejar a "virada de chave" que a equipe a bordo precisa realizar entre suas tarefas praticadas durante operação normal e suas tarefas praticadas em situação de emergência. É necessário, de fato, uma análise das tarefas realizadas pela equipe de operação normal e pela equipe de emergência, que pode passar a ser a mesma equipe a bordo. Essa "transição de carga de trabalho" deve ser avaliada pelo operador. Isto envolve não somente uma análise de tarefas e dos aspectos cognitivos, mas também uma análise da estrutura organizacional (organogramas para atendimento da operação normal e dos cenários emergênciais). Dessa forma, com as sugestões propostas, e a fim de esclarecer e melhorar a redação, propôs-se alteração do texto, esclarecendo quais "aspectos" devem ser avaliados no item: tarefas, estrutura organizacional e aspectos cognitivos. O item também foi realocado no corpo da prática, passou de 4.2.2 para 4.2.4.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	Sugestões de texto: 4.3.2 Considerar nos projetos de equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional os fatores influenciadores de desempenho, documentos e práticas, incluindo: a) as falhas sistêmicas (individuais, tecnológicas, organizacionais, dentre outras) que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes; e b) a maximização das chances de recuperação de sistemas degradados durante a ocorrência de cenários críticos.	4.3.2. Analisando-se todos os ciclos de vida de uma instalação offshore ou onshore da Indústria de O&G, percebe-se que os ambientes de trabalho que as compõem são sistemas sociotécnicos complexos de trabalho, onde há intensa interações entre trabalhadores e sistemas de alta tecnologia, imersos em uma cultura organizacional dinâmica (França, Hollnagel & Praetorius, 2022). Analisar estes ambientes, quer seja em operação normal ou em emergências, requer metodologias e ferramentas capazes de compreender toda esta complexidade, gerando recomendações adequadas ao nível tecnológico e demandas específicas de cada instalação (Vaughan, 2016). Nestes mesmos ambientes, valer-se	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto foi alterado a fim de melhorar o entendimento e deixar mais abrangente, de acordo com o relatório do IOGP (Relatório IOGP 454/2020 versão 2 - Human Factors Engineering in Projects). O item também foi realocado passando de 4.3.2 para 4.2.2.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	Sugestão de texto: 4.5.1 Implementar medidas nos sistemas de trabalho para a redução de falhas, incluindo os erros humanos.	4.5.1. Atuando-se de forma sistêmica, ou seja, analisando-se o sistema sociotécnico de trabalho como um todo, permite-se uma abrangência maior das medidas de melhoria a serem implementadas, sem se desprezar o tratamento do erro individual, mas também considerando elementos organizacionais como a terceirização de serviços (Le Coze, 2021). Atuando-se no sistema, e não em uma de suas partes, possibilita-se a implementação de soluções de segurança que se multiplicam pela cadeia produtiva, ampliando-se os seus efeitos (Hollnagel, 2014). Tendo em vista estas considerações, sugere-se para este item uma atuação mais ampliada, considerando-se o funcionamento do sistema sociotécnico de trabalho como um todo, não se limitando a um ou outro aspecto específico de seu funcionamento, permitindo-se soluções de segurança igualmente específicas e abrangentes. Sendo a segurança também uma propriedade emergente do sistema em que se estabelece, as soluções para as falhas	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Falhas humanas é de fato um termo mais abrangente do que erros humanos. Todavia, a intenção era a de utilizar a expressão "redução de erros humanos" somente no contexto de recomendações de análise de confiabilidade humana. Todos os métodos validados já utilizam esta expressão. Com isso, entendemos que mudar este requisito para dentro do item de análise de confiabilidade humana deixará mais claro o contexto da expressão utilizada. Assim, propõe alteração de item realocando o como subitem do 4.3.1 de Análise de Confiabilidade Humana, e alteração do termo "erro humanho" para falha/erro humano".	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	Sugestão de texto: 4.5.3. Nota: Esclarecer se a evidência deste item está em torno dos resultados das ações implementadas ou do plano de ação estabelecido. Sugestão de texto: Avaliar a efetividade das medidas implementadas para aprimorar o desempenho humano e reduzir a probabilidade de falhas sistêmicas que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes.	4.5.3. DÚVIDA 1: Esclarecer se a evidência deste item está em torno dos resultados das ações implementadas ou do plano de ação estabelecido. DÚVIDA 2: Solicitar esclarecimentos acerca do entendimento do termo “grandes acidentes”. Sugere-se esta alteração no texto original, tendo como base as mesmas justificativas apresentadas nos itens 4.3.2 e 4.5.1. (enviado em outro formulário pelo IBP).	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Para esclarecer melhor o texto, alterou-se o item, alterando "medidas" por "resultados e recomendações". Sobre a dúvida 2, as grandes emergências são aquelas identificadas na Análise de Riscos como tal "14.2.2 Identificar as grandes emergências, nos termos da prática de gestão nº 12, descrevendo os cenários acidentais associados e suas consequências"	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	Considerar as informações do curso on-line oferecido pela Fundacentro - Para que serve a análise ergonômica do trabalho, Acessível em (https://www.gov.br/fundacentro/pt-br/centrais-de-conteudo/cursos-e-eventos/cursos-ead) Especificamente nos módulos 4: Contribuição da AET para a investigação de acidentes e programas de seguranças.	Disponibilizar acesso gratuito à formação em Fatores Humanos através de curso que aborda como lidar com situações não previstas através da competência dos operadores, dos coletivos e do gerenciamento em tempo real. Através do curso é possível acessar o Capítulo 7 O erro humano: uma explicação insuficiente - (páginas 57 - 67) do livro *Les Cahiers de La Sécurité Industrielle: Fatores Humanos e Sociais da Segurança Industrial (FONCSI, 2013). (https://mooc38.escolavirtual.gov.br/pluginfile.php/4912364/mod_book/chapter/209878/M%C3%B3dulo%204%20-%20texto%201.pdf) Tbm é possível observar que o que propõe o curso em seu Módulo 4: 1. Por uma teoria positiva do “Erro” humano 2. O erro humano: uma explicação insuficiente 3. Contribuições para promover o avanço da Gestão de Segurança em relação à prevenção de acidentes de trabalho 4. A prevenção de acidentes do trabalho graves, fatais e tecnológicos ampliados	Neumundo Santos Alves	Análise de Confiabilidade Humana e Análise Ergonômica do Trabalho são métodos diferentes. A análise de confiabilidade humana é uma análise de como os aspectos ergonômicos podem impactar a segurança de processo (perda de contenção, por exemplo). A análise ergonômica do trabalho está mais voltada para os riscos à saúde do trabalhador, por exemplo, não analisa qual o impacto para o processo se os trabalhadores não alcançarem uma válvula. São análises complementares.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.4 Análise de Confiabilidade Humana Alterar o item 4.4.1 para "Estabelecer metodologia para avaliar de forma sistemática a confiabilidade humana na realização de todas as tarefas operacionais, incluindo: Retirar o item b) a identificação e análise das Tarefas Críticas de Segurança Operacional nos Procedimentos Críticos de Segurança Operacional; Retirar o item c) a identificação dos Erros Humanos e Fatores Influenciadores do Desempenho (organizacionais, tecnológicos e individuais) mais prováveis para cada Tarefa Crítica de Segurança Operacional; e Alterar o item d) para "dimensionar o efetivo suficiente de trabalhadores para a realização de todas as tarefas operacionais com segurança analisando, no mínimo, os seguintes aspectos: a) os diferentes níveis de capacitação técnica; b) os postos de trabalho; c) a organização do trabalho; e) as turmas de embarque; f) os horários e turnos de trabalho; g) os treinamentos necessários; e h) a definição de responsabilidades de supervisão e execução das atividades laborais."	Alteração do item 4.4.1 - todas as tarefas operacionais, rotineiras e não rotineiras, devem passar por apreciação e redução de riscos e os aspectos de confiabilidade humana devem ser contemplados para elaboração de procedimentos e/ou liberação de trabalho. Retirada do item b) a identificação e análise das Tarefas Críticas de Segurança Operacional já ocorre na realização do processo de apreciação e redução de riscos - PG 12 Retirada do item c) a identificação dos Erros Humanos e Fatores Influenciadores do Desempenho deve ser contemplada na realização do processo de apreciação e redução de riscos - PG 12 - para elaboração de procedimentos e/ou liberação de trabalho. Alteração do item d) buscar alinhamento com a NR 37 no item 37.18.5 A operadora da instalação deve dimensionar o efetivo suficiente de trabalhadores para a realização de todas as tarefas operacionais com segurança, analisando, no mínimo, os seguintes aspectos: a) os diferentes níveis de capacitação técnica;	NEUMUNDO SANTOS ALVES	4.4.1- a intenção deste item do regulamento são as tarefas e procedimentos críticos conforme as definições destes termos no apêndice D. b) o intuito da análise é abordar as tarefas críticas pertencentes aos procedimentos críticos, conforme já supracitado. O item 12.3.2 da PG-12 faz a correlação com a PG-2 na letra (m): m) a integração com Fatores Humanos, em especial com os resultados das análises de confiabilidade humana. Estando ambas alinhadas com o mesmo próposito. c) este item está abarcado na análise de confiabilidade. d) a ideia do item é exatamento o descrito "a identificação de efetivo mínimo para execução de tarefas críticas...". Neste item acrescentou-se "procedimentos críticos"pois a análise temporal para cálculo do efetivo mínimo deve ser feita para todas as tarefas que compõem um procedimento crítico também. Com relação a proposta de itemização de subitens, o regulamento preza por manter o caráter não prescritivo. Com relação ao citado pelo proponente do termo usado "degradada", está se referindo à degradação de qualquer fator influenciador de desempenho, seja organizacionais, tecnológicos ou inerentes a um indivíduo (ou seja, fatores que podem impedir um procedimento crítico de ser executado de forma perfeita), seja de sistemas ou da equipe a bordo (NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ)	Não Acatar
Prática de Gestão nº 4	Contribuição 1: 4.1 Objetivo 4.1.1 Garantir desempenho seguro e compatível com os riscos advindos das interações entre fatores individuais, tecnológicos e organizacionais durante o CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações.	Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "todo ciclo de vida" já traz a ideia de completude.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.3 Engenharia de Fatores Humanos 4.3.1 Estabelecer diretrizes para consideração dos Fatores Humanos em projetos de engenharia executados durante o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações, identificando os padrões, códigos, normas, práticas recomendadas, boas práticas de engenharia, regulamentos e outras melhores práticas industriais aplicáveis.	Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "todo ciclo de vida" já traz a ideia de completude.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 4	4.3 Engenharia de Fatores Humanos 4.3.2 b) a maximização da PROBABILIDADE de recuperação de sistemas degradados durante a ocorrência de cenários críticos.	O termo “PROBABILIDADE” pode ser considerados como sendo uma forma mais técnica de se referir à “CHANCE”.	Roberval Bulgarelli	A mudança de termo não traz acrécimos ao item.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 4	Substituir: PRÁTICA DE GESTÃO Nº 4: FATORES HUMANOS Por: PRÁTICA DE GESTÃO Nº 4: RISCOS RELACIONADOS AOS FATORES HUMANOS E ERGONÔMICOS	Harmonização com as Normas Regulamentadoras (NR 01 1.5.7.3.2.d, NR10.3.10, NR10.4.5 e NR 17)	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O entendimento do SGSO é tratar a ergonomia e sua interseção com o risco. O termo no item 4.2 "Engenharia de Fatores Humanos", já é usado com objetivo de abarcar os RISCOS RELACIONADOS AOS FATORES HUMANOS E ERGONÔMICOS. O item engenharia de fatores humanos, junto a proposta de alteração no objetivo da prática, também demonstra melhor o escopo da ANP, que é mais focado na interseção entre ergonomia e riscos de segurança de processo. Cabe observar que nosso escopo é diferente do Ministério do Trabalho em ergonomia (NR-17), que foca mais no risco de impacto à saúde e segurança do trabalhador (segurança ocupacional). Dessa forma, a fim de esclarecer melhor o entendimento da PG, alterou-se o item 4.2 e complementou-se o objetivo da PG, inserindo o texto "...focando na interseção entre ergonomia e segurança de processo. " E optou-se por manter o título.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	Substituir o item 4.2.1 Assegurar que atividades humanas sejam conduzidas de forma segura, a partir da identificação de Tarefas Críticas e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional. Por: 4.2.1 realizar a avaliação preliminar dos riscos relacionados aos fatores humanos e ergonômicos de Tarefas Críticas e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional que, em decorrência da natureza e conteúdo das atividades requeridas, demandam adaptação às características psicofisiológicas da força de trabalho, a fim de subsidiar a implementação das medidas de prevenção e adequações necessárias.	Harmonização com as Normas Regulamentadoras (NR 01 1.5.7.3.2.d, NR10.3.10, NR10.4.5 e NR 17)	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A análise do risco das tarefas e procedimentos críticos já estão dentro do item de Análise de Confiabilidade Humana. O que o requisito demanda em sua interpretação é a identificação de quais tarefas serão levadas para análise. Além domais, numa visão mais abrangente remetendo-se a prática de gestão 12 (Identificação de Perigos e Análise de Riscos), percebe-se que a proposta sugerida já estaria integrada ao item 4.5.2 e subitem (m) do item 12.3: ...m) a integração com Fatores Humanos, em especial com os resultados das análises de confiabilidade humana.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.1.1 Promover a melhoria contínua do desempenho seguro e compatível com os riscos advindos das interações entre fatores individuais, organizacionais, tecnológicos durante todo o ciclo de vida da instalação.	4.1.1 Nos ambientes de trabalho da indústria de O&G, percebe-se uma combinação complexa de vários elementos, envolvendo pessoas, equipamentos e sistemas. Desta combinação, emergem-se situações em que é necessária uma abordagem sistêmica, considerando não somente o elemento per si, mas a combinação (complexa) deste com outros, necessitando-se de abordagens de compreensão e análise ao nível do sistema, e não do elemento (Rasmussen, 1997). Neste contexto, o emprego de termos ou expressões determinísticas, como “garantir”, podem direcionar os esforços e atenção para um único elemento, perdendo-se a compreensão do todo. Para esta compreensão sistêmica (Hollnagel, 2014), mais abrangente e, portanto, com mais chances de se identificar as raízes e origens dos problemas, expressões como “promover”, “desenvolver”, são mais adequadas, sendo esta a nossa sugestão de alteração do texto, incluindo os conceitos de melhoria contínua, de forma a buscar uma amplitude maior nas ações de segurança	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Promover é diferente da palavra garantir. O entendimento do objetivo da prática é que realmente a empresa garanta o desempenho dos trabalhadores, através da implementação de requisitos de engenharia de fatores humanos no projeto. Além disso, a minuta de regulamento já inclui a abordagem sistêmica proposta quando inserido comandos que induzam, dentro de cada prática de gestão, a realização de tarefas relacionadas ao ciclo PDCA, visando a melhoria contínua do desempenho de forma contínua e consistente. Incluiu-se um texto final para melhorar o entendimento do objeto da prática.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.2.1 Promover meios para que as atividades humanas sejam realizadas de forma segura, a partir da identificação de Tarefas e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	4.2.1 De forma similar ao item 4.1.1, nos ambientes de trabalho da indústria de O&G, percebe-se uma combinação complexa de vários elementos, envolvendo pessoas, equipamentos e sistemas. Desta combinação, emergem-se situações em que é necessária uma abordagem sistêmica, considerando não somente o elemento per si, mas a combinação (complexa) deste com outros, necessitando-se de abordagens de compreensão e análise ao nível do sistema, e não do elemento (Rasmussen, 1997). Neste contexto, o emprego de termos ou expressões determinísticas, como “garantir”, podem direcionar os esforços e atenção para um único elemento, perdendo-se a compreensão do todo. Para esta compreensão sistêmica (Hollnagel, 2014), mais abrangente e, portanto, com mais chances de se identificar as raízes e origens dos problemas, expressões como “promover”, “desenvolver”, são mais adequadas, sendo esta a nossa sugestão de alteração do texto, com a inclusão do termo “meios”, de forma que fique claro a garantia de recursos, oriundos da organização	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A proposição de uma prática de gestão de fatores humanos, cujo objetivo é o gerenciamento dos riscos advindos das interações entre fatores individuais, tecnológicos e organizacionais, leva em consideração a capacidade do operador demonstrar que possui um fluxo de trabalho estabelecido e adota técnicas reconhecidas, integradas às análises de risco da instalação, a fim de propor, implementar e avaliar a efetividade de medidas de redução de erros humanos que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes. Desta forma, o regulamento explicita a responsabilidade do operador de assegurar que tal elemento esteja implementado em todo ciclo de vida de sua instalação, independente do "meio ou ferramenta" aplicada. Ademais, a sugestão é manter o item na íntegra, no entanto, realocado como item 4.2.3 por alterações na prática. O título do item também foi realocado "4.2 Engenharia de Fatores Humanos". Deixou de ser 4.3 para ser 4.2.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.2.2 Avaliar e planejar as tarefas críticas considerando os aspectos de transição de carga de trabalho quando da alteração do modo de operação regular para cenários que demandem elevação da carga mental e de trabalho, em especial em situações de emergência.	4.2.2 DÚVIDA: Solicitar esclarecimentos acerca do entendimento do termo “transição de carga de trabalho”. As tarefas críticas exigem uma atenção diferenciada na sua execução (Kirwan, 1994), valendo-se das habilidades técnicas e não técnicas dos trabalhadores (França et al, 2022) , elevando a carga cognitiva, esforço físico ou uma combinação destes. Sugere-se que a avaliação e planejamento determinado por este item seja direcionado para tais tarefas, alterando-se o texto original, buscando que os recursos disponíveis sejam alocados para as interações mais críticas do sistema, aumentando-se o incremento de desempenho seguro. REFERÊNCIAS Kirwan, B. (1994). A Guide to Practical Human Reliability Assessment. 1st Edition. CRC Press. França, J. et al (2022). Analyzing non-technical skills in the sharp end of facilities/utilities operations in onshore and offshore O&G process plants. Environment Systems and Decisions. https://doi.org/10.1007/s10669-022-	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A intenção do requisito é planejar a "virada de chave" que a equipe a bordo precisa realizar entre suas tarefas praticadas durante operação normal e suas tarefas praticadas em situação de emergência. É necessário, de fato, uma análise das tarefas realizadas pela equipe de operação normal e pela equipe de emergência, que pode passar a ser a mesma equipe a bordo. Essa "transição de carga de trabalho" deve ser avaliada pelo operador. Isto envolve não somente uma análise de tarefas e dos aspectos cognitivos, mas também uma análise da estrutura organizacional (organogramas para atendimento da operação normal e dos cenários emergênciais). Dessa forma, com as sugestões propostas, e a fim de esclarecer e melhorar a redação, propôs-se alteração do texto, esclarecendo quais "aspectos" devem ser avaliados no item: tarefas, estrutura organizacional e aspectos cognitivos. O item também foi realocado no corpo da prática, passou de 4.2.2 para 4.2.4.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	4.3.2 Considerar nos projetos de equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional os fatores influenciadores de desempenho, documentos e práticas, incluindo: a) as falhas sistêmicas (individuais, tecnológicas, organizacionais, dentre outras) que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes; e b) a maximização das chances de recuperação de sistemas degradados durante a ocorrência de cenários críticos.	4.3.2 Analisando-se todos os ciclos de vida de uma instalação offshore ou onshore da Indústria de O&G, percebe-se que os ambientes de trabalho que as compõem são sistemas sociotécnicos complexos de trabalho, onde há intensa interações entre trabalhadores e sistemas de alta tecnologia, imersos em uma cultura organizacional dinâmica (França, Hollnagel & Praetorius, 2022). Analisar estes ambientes, quer seja em operação normal ou em emergências, requer metodologias e ferramentas capazes de compreender toda esta complexidade, gerando recomendações adequadas ao nível tecnológico e demandas específicas de cada instalação (Vaughan, 2016). Nestes mesmos ambientes, valer-se somente da análise do erro humano é limitado para compreender as origens um acidente, pois estas podem estar relacionado a questões organizacionais e tecnológicas (Thorogood, 2013). Atuar de forma sistêmica, portanto, permite uma abrangência maior das medidas de melhoria a serem implementadas, não se limitando ao tratamento	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto foi alterado a fim de melhorar o entendimento e deixar mais abrangente, de acordo com o relatório do IOGP (Relatório IOGP 454/2020 versão 2 - Human Factors Engineering in Projects). O item também foi realocado passando de 4.3.2 para 4.2.2.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	4.5.1 Implementar medidas nos sistemas de trabalho para a redução de falhas, incluindo os erros humanos.	4.5.1 De forma similar ao que foi justificado no item 4.3.2, atuando-se de forma sistêmica, ou seja, analisando-se o sistema sociotécnico de trabalho como um todo, permite-se uma abrangência maior das medidas de melhoria a serem implementadas, sem se desprezar o tratamento do erro individual, mas também considerando elementos organizacionais como a terceirização de serviços (Le Coze, 2021). Atuando-se no sistema, e não em uma de suas partes, possibilita-se a implementação de soluções de segurança que se multiplicam pela cadeia produtiva, ampliando-se os seus efeitos (Hollnagel, 2014). Tendo em vista estas considerações, sugere-se para este item uma atuação mais ampliada, considerando-se o funcionamento do sistema sociotécnico de trabalho como um todo, não se limitando a um ou outro aspecto específico de seu funcionamento, permitindo-se soluções de segurança igualmente específicas e abrangentes. Sendo a segurança também uma propriedade emergente do sistema em que se estabelece, as soluções para as falhas	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Falhas humanas é de fato um termo mais abrangente do que erros humanos. Todavia, a intenção era a de utilizar a expressão "redução de erros humanos" somente no contexto de recomendações de análise de confiabilidade humana. Todos os métodos validados já utilizam esta expressão. Com isso, entendemos que mudar este requisito para dentro do item de análise de confiabilidade humana deixará mais claro o contexto da expressão utilizada. Assim, propõe alteração de item realocando o como subitem do 4.3.1 de Análise de Confiabilidade Humana, e alteração do termo "erro humanho" para falha/erro humano".	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 4	4.5.3 Avaliar a efetividade das medidas implementadas para aprimorar o desempenho humano e reduzir a probabilidade de falhas sistêmicas que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes.	4.5.3 DÚVIDA 1: Esclarecer se a evidência deste item está em torno dos resultados das ações implementadas ou do plano de ação estabelecido. DÚVIDA 2: Solicitar esclarecimentos acerca do entendimento do termo “grandes acidentes”. Sugere-se esta alteração no texto original, tendo como base as mesmas justificativas apresentadas nos itens 4.3.2 e 4.5.1.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Para esclarecer melhor o texto, alterou-se o item, alterando "medidas" por "resultados e recomendações". Sobre a dúvida 2, as grandes emergências são aquelas identificadas na Análise de Riscos como tal "14.2.2 Identificar as grandes emergências, nos termos da prática de gestão nº 12, descrevendo os cenários acidentais associados e suas consequências"	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	4.1.1 Promover a melhoria contínua do desempenho seguro e compatível com os riscos advindos das interações entre fatores individuais, organizacionais, tecnológicos durante todo o ciclo de vida da instalação.	Maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Promover é diferente da palavra garantir. O entendimento do objetivo da prática é que realmente a empresa garanta o desempenho dos trabalhadores, através da implementação de requisitos de engenharia de fatores humanos no projeto. Além disso, a minuta de regulamento já inclui a abordagem sistêmica proposta quando inserido comandos que induzam, dentro de cada prática de gestão, a realização de tarefas relacionadas ao ciclo PDCA, visando a melhoria contínua do desempenho de forma contínua e consistente. Incluiu-se um texto final para melhorar o entendimento do objeto da prática.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 4	4.2.1 Promover a melhoria contínua do desempenho seguro e compatível com os riscos advindos das interações entre fatores individuais, organizacionais, tecnológicos durante todo o ciclo de vida da instalação.	Maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A proposição de uma prática de gestão de fatores humanos, cujo objetivo é o gerenciamento dos riscos advindos das interações entre fatores individuais, tecnológicos e organizacionais, leva em consideração a capacidade do operador demonstrar que possui um fluxo de trabalho estabelecido e adota técnicas reconhecidas, integradas às análises de risco da instalação, a fim de propor, implementar e avaliar a efetividade de medidas de redução de erros humanos que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes. Desta forma, o regulamento explicita a responsabilidade do operador de assegurar que tal elemento esteja implementado em todo ciclo de vida de sua instalação, independente do "meio ou ferramenta" aplicada. Ademais, a sugestão é manter o item na íntegra, no entanto, realocado como item 4.2.3 por alterações na prática.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	4.2.2 Avaliar e planejar as tarefas críticas considerando os aspectos de transição de carga de trabalho quando da alteração do modo de operação regular para cenários que demandem elevação da carga mental e de trabalho, em especial em situações de emergência.	Maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A intenção do requisito é planejar a "virada de chave" que a equipe a bordo precisa realizar entre suas tarefas praticadas durante operação normal e suas tarefas praticadas em situação de emergência. É necessário, de fato, uma análise das tarefas realizadas pela equipe de operação normal e pela equipe de emergência, que pode passar a ser a mesma equipe a bordo. Essa "transição de carga de trabalho" deve ser avaliada pelo operador. Isto envolve não somente uma análise de tarefas e dos aspectos cognitivos, mas também uma análise da estrutura organizacional (organogramas para atendimento da operação normal e dos cenários emergênciais). Dessa forma, com as sugestões propostas, e a fim de esclarecer e melhorar a redação, propôs-se alteração do texto, esclarecendo quais "aspectos" devem ser avaliados no item: tarefas, estrutura organizacional e aspectos cognitivos. O item também foi realocado no corpo da prática, passou de 4.2.2 para 4.2.4.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 4	4.3.1 Para todo o ciclo de vida da instalação, em especial nos projetos de engenharia, estabelecer diretrizes para consideração dos Fatores Humanos, identificando os padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria aplicáveis.	Maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A ideia do texto original é usar a mesma expressão utilizada no guia Report 454 da IOGP: Engenharia de fatores humanos em projetos. Por isso, o texto sugerido pelo participante da consulta pública não será utilizado, mas ele demonstrou que o texto de fato pode ser melhorado e alinhado à expressões já utilizadas. Portanto ao invés de deixar "fatores humanos em projetos de engenharia", mudaremos para "engenharia de fatores humanos em projetos". O item também foi realocado de 4.3.1 para 4.2.1.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 4	4.3.2 Considerar nos projetos de equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional os fatores influenciadores de desempenho, documentos e práticas, incluindo: a) as falhas sistêmicas (individuais, tecnológicas, organizacionais, dentre outras) que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes; e b) a maximização das chances de recuperação de sistemas degradados durante a ocorrência de cenários críticos."	Maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O texto foi alterado a fim de melhorar o entendimento e deixar mais abrangente, de acordo com o relatório do IOGP (Relatório IOGP 454/2020 versão 2 - Human Factors Engineering in Projects). O item também foi realocado passando de 4.3.2 para 4.2.2.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 4	4.5 Implementar medidas nos sistemas de trabalho para a redução de falhas, incluindo os erros humanos."	Maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Para esclarecer melhor o texto, alterou-se o item, alterando "medidas" por "resultados e recomendações".	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 4	4.5.3 Avaliar a efetividade das medidas implementadas para aprimorar o desempenho humano e reduzir a probabilidade de falhas sistêmicas que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes.	Maior clareza e aderência à padrões internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Para esclarecer melhor o texto, alterou-se o item, alterando "medidas" por "resultados e recomendações".	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 4	4.3.2 Para as instalações antigas nas quais a partir deste item, deverão adequar as LECs (Lista de Equipamentos Críticos), é entendido que seria necessário um prazo maior que 6 meses para adequação, visto que não envolve variáveis "simples", principalmente as associadas ao automatismo, que garantem menor interação/dependência humana associada aos dispositivos, e consequentemente o atendimento da delimitação da nova regulamentação técnica.	4.3.2 Para a adequação deste item, será necessário um esforço no qual requisita um prazo maior do que 6 meses, tendo em vista a delimitação inserida no tópico "Contribuição", relacionado à instalações antigas, com tempo de vida médio já corrente de aproximadamente 40 anos.	Adelci Almeida de Mello Junior / Origem Energia S.A.	A proposta se refere a período de adequação do regulamento sendo mais adequada a resolução. Não pertinente ao item proposto.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 4	Alteração da redação do item 4.1.1 para: “4.1.1 Promover desempenho seguro e compatível com os riscos advindos das interações entre fatores individuais, organizacionais, tecnológicos durante todo o ciclo de vida da instalação.“	Sobre o item 4.1.1: A alteração sugerida tem como objetivo minimizar a ambiguidade da terminologia adotada no requerimento. A proposta tem como objetivo alinhar os conceitos de uma gestão operacional baseada em riscos, que visa prevenir e mitigar ao máximo os riscos advindos de uma determinada atividade ou ativo.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Promover é diferente da palavra garantir. O entendimento do objetivo da prática é que realmente a empresa garanta o desempenho dos trabalhadores, através da implementação de requisitos de engenharia de fatores humanos no projeto. Além disso, a minuta de regulamento já inclui a abordagem sistêmica e de gestão quando inserido comandos que induzam, dentro de cada prática de gestão, a realização de tarefas relacionadas ao ciclo PDCA, visando a melhoria contínua do desempenho de forma contínua e consistente. Incluiu-se um texto final para melhorar o entendimento do objeto da prática.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 4	Alteração da redação do item 4.2.1 para: “4.2.1 Estabelecer mecanismos para que as atividades humanas sejam conduzidas de forma segura, a partir da identificação de Tarefas e Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.“	Sobre o item 4.2.1: Novamente a alteração sugerida tem como alinhar os conceitos de uma gestão operacional baseada em riscos, onde a garantia de segurança nunca é plenamente estabelecida.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A proposição de uma prática de gestão de fatores humanos, cujo objetivo é o gerenciamento dos riscos advindos das interações entre fatores individuais, tecnológicos e organizacionais, leva em consideração a capacidade do operador demonstrar que possui um fluxo de trabalho estabelecido e adota técnicas reconhecidas, integradas às análises de risco da instalação, a fim de propor, implementar e avaliar a efetividade de medidas de redução de erros humanos que possam contribuir para a ocorrência de grandes acidentes. Desta forma, o regulamento explicita a responsabilidade do operador de assegurar que tal elemento esteja implementado em todo ciclo de vida de sua instalação, independente do "meio ou ferramenta" aplicada. Ademais, a sugestão é manter o item na íntegra, no entanto, realocado como item 4.2.3 por alterações na prática. O título do item também foi realocado "4.2 Engenharia de Fatores Humanos". Deixou de ser 4.3 para ser 4.2.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 4	Alteração da redação do item 4.2.2 para: “4.2.2 Avaliar e planejar os aspectos de transição de carga de trabalho para cenários que demandem elevação da carga mental e de trabalho, em especial em situações de emergência.“	Sobre o item 4.2.2: Novamente a alteração sugerida tem como alinhar os conceitos de uma gestão operacional baseada em riscos, onde a garantia de segurança nunca é plenamente estabelecida.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A intenção do requisito é planejar a "virada de chave" que a equipe a bordo precisa realizar entre suas tarefas praticadas durante operação normal e suas tarefas praticadas em situação de emergência. É necessário, de fato, uma análise das tarefas realizadas pela equipe de operação normal e pela equipe de emergência, que pode passar a ser a mesma equipe a bordo. Essa "transição de carga de trabalho" deve ser avaliada pelo operador. Isto envolve não somente uma análise de tarefas e dos aspectos cognitivos, mas também uma análise da estrutura organizacional (organogramas para atendimento da operação normal e dos cenários emergênciais). Dessa forma, com as sugestões propostas, e a fim de esclarecer e melhorar a redação, propôs-se alteração do texto, esclarecendo quais "aspectos" devem ser avaliados no item: tarefas, estrutura organizacional e aspectos cognitivos. O item também foi realocado no corpo da prática, passou de 4.2.2 para 4.2.4.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 5	Sugestão, suprimir item 5.4.1. Nova sugestão para item 5.4.1.1, que seria transformado em 5.4.1: 5.4.1 Estabelecer que as empresas Contratadas definam os requisitos de treinamento e dimensionem os respectivos programas conforme estabelecido neste regulamento técnico.	Há materialidade para exigir os critérios de qualificação, treinamento e certificação do que é estabelecido por lei. Entretanto, para os demais casos, as operadoras não podem exigir equalização total dos treinamentos/exigências das contratadas, podendo haver exposição em relação à legislação trabalhista. Neste sentido, a indústria utiliza como referência a IOGP 423 no sistema de gerenciamento de contratadas e sub-contratadas, que suporta a sugestão aqui exposta. Em um sistema sociotécnico complexo é impossível GARANTIR qualquer coisa.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Optou-se por exclusão do item para evitar confusão de entendimento, e modificar o item 5.4.1. a fim de padronizar com a PG-3.	Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.4.1 Utilizar, para o pessoal das empresas Contratadas, os mesmos critérios mínimos de qualificação, treinamento e certificação adotados para o pessoal próprio, que exerçam a mesma função.	5.4.1 Apenas se forem funções iguais. responsabilidades são distintas. Não é garantido o acesso aos sistemas / treinamentos internos das operadoras para os contratados. Alinhar necessidade de qualificação / treinamento Treinamento compatível com a função.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Optou-se por exclusão do item para evitar confusão de entendimento, e modificar o item 5.4.1. a fim de padronizar com a PG-3.	Acatar
Prática de Gestão nº 5	Contribuição 1: 5.1 Objetivo 5.1.1 Garantir que os riscos advindos das atividades realizadas pelas empresas Contratadas permaneçam controlados durante o CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações.	Justificativa 1: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	O termo "todo o ciclo de vida" já tem sentido completo.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	Contribuição 2: 5.3.2 Estabelecer diretrizes para elaboração de Documento de Interface, durante o CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações, para operações com impacto na Segurança Operacional.	Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "todo o ciclo de vida" já tem sentido completo.	Não acatar
Prática de Gestão nº 5	Contribuição 3: 5.4 Qualificação, experiências, treinamentos e CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS pelas Empresas Contratadas	Justificativa 3: De acordo com a ISO CASCO, o Sistema de AVALIAÇÃO da CONFORMIDADE, por meio da CERTIFICAÇÃO, é a forma mais adequada para evidenciar o atendimento a requisitos técnicos, normativos e legais, seja por PESSOAS, serviços ou produtos. Existem diversos sistemas de avaliação da conformidade sobre COMPETÊNCIAS PESSOAIS, aplicados por Organismos de Certificação independentes, reconhecidos com base na Norma ISO/IEC 17024 - Avaliação da Conformidade - Requisitos gerais para organismos que certificam pessoas. A CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS é a forma mais adequada para evidenciar que um pessoa possui os requisitos necessários de QUALIFICAÇÃO, EXPERIÊNCIAS, TREINAMENTOS, HABILIDADES e COMPETÊNCIAS para desempenhar de forma segura e autônoma, as funções para as quais é designada. Os sistemas de certificação de	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	Contribuição 4: 5.4.1 Aplicar para o pessoal das empresas Contratadas, os mesmos critérios de qualificações, treinamentos, EXPERIÊNCIAS, HABILIDADES e CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS adotados para o pessoal próprio.	Justificativa 4: Um dos principais objetivos do sistema internacional de CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS “Ex” é tornar o mundo um lugar mais seguro e utilizar os princípios da avaliação da conformidade para proporcionar aos empregadores e a outras organizações a confiança que as pessoas que trabalham em áreas classificadas contendo atmosferas explosivas, ou próximas à elas, foram certificadas de forma independente como sendo competentes para fazer o trabalho de acordo com os requisitos das melhores práticas mundiais, sendo que os Organismos de Certificação “Ex” representam organizações parceiras essenciais para indústria neste esforço de certificação de competências pessoais “Ex”. O emprego de pessoas reconhecidamente “competentes” para trabalhar com equipamentos e instalações de instrumentação, automação, telecomunicações e elétricas “Ex” assegura e proporciona a devida CONFIANÇA de que os	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	5.4.1.1 Garantir que as empresas Contratadas estabeleçam os requisitos de qualificações, experiências, treinamentos, HABILIDADES e CERTIFICAÇÃO e dimensionem os respectivos programas conforme estabelecido neste regulamento técnico.	De forma similar como o "SGSO Britânico (UK) incluiu, em 1988, o mecanismo de avaliação da conformidade por meio da CERTIFICAÇÃO voluntária das competências pessoais "Ex" dos profissionais que executam, supervisionam ou fiscalizam serviços em áreas classificadas, esta atual revisão e atualização do SGSO da ANP em 2023 representa o momento adequado e de AMADURECIMENTO de conceitos para também incluir essa "boa prática" do mercado mundial na legislação nacional sobre CERTIFICAÇÃO VOLUNTÁRIA de competências pessoais "Ex". Em função dos diversos "desvios" ou "não conformidades" encontradas nas inspeções "Ex" de campo em áreas classificadas, pode ser verificado que somente a certificação dos equipamentos de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricos e mecânicos "Ex" é INSUFICIENTE para garantir a segurança das instalações com, a presença de atmosferas explosivas, contra a ocorrência de uma explosão, com consequências	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	Contribuição 1: 5.4.2 Garantir que as empresas Contratadas tenham empregados qualificados, experientes, treinados e CERTIFICADOS para exercer suas responsabilidades e atribuições, incluindo:	Justificativa 1: De acordo com a ISO CASCO, o Sistema de AVALIAÇÃO da CONFORMIDADE, por meio da CERTIFICAÇÃO, é a forma mais adequada para evidenciar o atendimento a requisitos técnicos, normativos e legais, seja por PESSOAS, serviços ou produtos. Existem diversos sistemas de avaliação da conformidade sobre COMPETÊNCIAS PESSOAIS, aplicados por Organismos de Certificação independentes, reconhecidos com base na Norma ISO/IEC 17024 - Avaliação da Conformidade - Requisitos gerais para organismos que certificam pessoas. A CERTIFICAÇÃO de COMPETÊNCIAS PESSOAIS é a forma mais adequada para evidenciar que um pessoa possui os requisitos necessários de QUALIFICAÇÃO, EXPERIÊNCIAS, TREINAMENTOS, HABILIDADES e COMPETÊNCIAS para desempenhar de forma segura e autônoma, as funções para as quais é designada. Os sistemas de certificação de	Roberval Bulgarelli	A ANP entende que os termos "qualificada e treinada" já cobririam a sugestão do proponente uma vez que, o individuo somente poderá exercer uma determinada função se estiver apto, ou seja, qualificado (com as certificações, a formação profissional aliada a experiência exigida pela empresa) e treinado para tal atividade. Prescrições relativas à certificações específicas, habilidades, competências e experiências podem ser estabelecidas no gerenciamento da empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	Contribuição 2: 5.4.2 Garantir que as empresas Contratadas tenham empregados qualificados, experientes, treinados e certificados para exercer suas responsabilidades e atribuições, incluindo: d) em serviços críticos, com risco de acidentes com consequências catastróficas, como por exemplo, serviços de montagem, inspeção, manutenção, reparo ou recuperação de equipamentos de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricos ou mecânicos em áreas classificadas com a presença de atmosferas explosivas.	Justificativa 2: Tarefas CRÍTICAS com risco de ocasionar acidentes com efeitos catastróficos, como por exemplo os serviços em áreas classificadas com a presença de atmosferas explosivas, devem ser executadas por pessoal devida certificado em suas competências pessoais, de forma a proporcionar a devida CONFIANÇA de que os serviços serão, de fato, executados, supervisionados ou fiscalizados de forma CORRETA. A demonstração de experiências com base somente na apresentação de Curriculum Vitae não proporciona a devida CONFIANÇA de que os profissionais são, de fato, COMPETENTES. Por exemplo, um projetista ou um montador, pode possuir um tempo de experiência de dez anos em projeto ou montagem e executar serviços de forma incorreta, sem o devido conhecimento das normas técnicas aplicáveis, como pode ser verificado na prática, nas inspeções em instalações do E&P.	Roberval Bulgarelli	Os itens anterioes (a) ao (c) já cobrem a sugestão do contribuinte.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	5.1.1 Estabelecer os requisitos e critérios para controle dos riscos advindos das atividades realizadas pelas empresas contratadas durante todo o ciclo de vida da Instalação.	5.1.1 A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento. Regido pelo Instrumento contratual.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.2.2 Estabelecer os requisitos para que as empresas Contratadas implementem um sistema de gestão da Segurança Operacional compatível com o nível de risco das operações e serviços contratados.	5.2.2 A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento. Regido pelo Instrumento contratual.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	5.3.2 Estabelecer diretrizes para elaboração de Documento de Interface, durante o ciclo de vida da Instalação, para operações com impacto na Segurança Operacional, considerando as análises de riscos da instalação.	5.3.2 Justificativa: IOGP 423-2A - A implementação depende de negociação/aditamento contratual e para novos contratos faz-se necessária a revisão de todo aparato documental vigente. Adicionalmente, o mercado não conhece essa prática.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Tal prática já foi contemplada no regulamento técnico de integridade de poços (SGIP) na figura do Documento de Interface, conhecido no inglês como bridging document, para poços. O bridging document é documento previsto em normativos internacionais e, portanto, amplamente conhecido na indústria do petróleo e gás natural, que estabelece alinhamento cooperativo e colaborativo entre os sistemas de gestão da segurança operacional do detentor de direitos de E&P e das contratadas. O conceito de documento de interface estabelecido no SGIP, regulamento mais recente, possui definição: Documento que estabelece alinhamento cooperativo e colaborativo entre os sistemas de gestão de segurança de poços do Operador do Contrato e Contratadas. Já no RTDT e no SGSS, apesar de não haver definição formal, o Protocolo de Responsabilidades, um jargão da área, possui a mesma a ideia de alinhamento entre duas ou mais empresas em uma mesma operação de duto. Desta forma, propõe-se que o conceito de interface seja perpetuado no arcabouço regulatório e unificado, havendo preferência pela expressão “documento de interface”, uma vez que tem tradução direta para o inglês e entendimento pacificado pela comunidade internacional. Adicionalmente, nem todo item do SGSO é baseado em análise de risco.	Não acatar

Prática de Gestão nº 5	5.3.2.1 a) o alinhamento dos requisitos dos sistemas de gestão da Segurança Operacional e requisitos legais; b) É importante que essa alínea se mantenha em nível de "OPERAÇÕES". E, deve ser definido o que são "OPERAÇÕES". d) a definição dos limites, inclusive físicos, de responsabilidade de cada empresa, quando aplicável; g) É importante que essa alínea se mantenha em nível de "OPERAÇÕES". E, deve ser definido o que são "OPERAÇÕES".	5.3.2.1 a) Inclusão de requisitos legais no alinhamento dos requisitos no documento de interface. b) Dirimir dúvidas entre as definições. d) A definição de limites físicos pode não ser factível em algumas operações/atividades, tais como: Serviço de construção e montagem (várias empresas trabalhando no mesmo espaço físico). g) Dirimir dúvidas entre as definições.		5.3.2.1 a) Acatar pois há o alinhamento dos requisitos dos sistemas de gestão da Segurança Operacional e requisitos legais; b) Não Acatar. Os termos "operação mútua" e "operações simultâneas" já são definidos no D.39 e D.40, não sendo necessário definir "operação". d) Não Acatar. A letra diz, inclusive físicos, não se limitando a estes. g) Idem explicação da letra (b)	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 5	5.3.3 Estabelecer os requisitos para que as empresas Contratadas possuam conhecimento acerca da identificação de perigos e análise de riscos associados às atividades por elas executadas.	5.3.3 A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.3.5 Estabelecer os requisitos e critérios para a participação das empresas Contratadas em reuniões, briefings e processos decisórios relacionados a Incidentes e riscos identificados para a atividade contratada.	5.3.5 A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	5.4.1 Estabelecer os requisitos para que as empresas contratadas dimensionem e implementem programas de treinamentos e certificação em atendimento aos requisitos legais e normativos aplicáveis, incluindo este regulamento.	5.4.1 A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Optou-se por exclusão do item para evitar confusão de entendimento, e modificar o item 5.4.1. a fim de padronizar com a PG-3.	Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.4.2 Mudar para: 5.4.1.1 Os requisitos estabelecidos para os programas de treinamentos e certificação das empresas contratadas devem assegurar que os empregados sejam qualificados e treinados para exercer suas responsabilidades e atribuições, incluindo: a) em práticas de trabalho seguro; b) nos Procedimentos Críticos de Segurança Operacional; e c) nos planos de emergência.	5.4.2 Unir o item 5.4.1.1 e o 5.4.2 em um só item, podem ser unidos, pois tratam do mesmo assunto. Esclarecer o que o órgão regulador entende como treinamento em práticas de trabalho seguro. Justificativa: A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que o item 5.4.2 veio propositalmente para dar destaque aos subitens (a), (b) e (c), pois são aspectos importantes principalmente em situações de emergência ou em casos de acidentes.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.5.1 Estabelecer os requisitos e critérios para monitoramento do desempenho de empresas contratadas, no âmbito Segurança Operacional e dos requisitos estabelecidos para as empresas contratadas, bem como fiscalizar o cumprimento.	5.5.1 A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 5	5.5.2 Estabelecer os requisitos e critérios para a implementação de ações corretivas e preventivas decorrentes do monitoramento do desempenho de contratadas, especialmente quando constatado desempenho insuficiente.	5.5.2 A Petrobras, na qualidade de tomador de serviço, deve estabelecer os requisitos e fiscalizar o cumprimento destes requisitos estabelecidos, bem como, aplicar sanções em caso de descumprimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	Substituir o item 5.3.3 Garantir que as empresas Contratadas possuam conhecimento acerca da identificação de perigos e análise de riscos associados às atividades por elas executadas. Por: 5.3.3 Garantir que as empresas Contratadas forneçam ao contratante o inventário de riscos específicos das atividades que são realizadas nas dependências da contratante ou local previamente convencionado em contrato. Incluir novo item: 5.3.4 Garantir que as empresas Contratantes forneçam às contratadas informações sobre os riscos sob sua gestão e que possam impactar nas atividades das contratadas.	Harmonização com as Normas Regulamentadoras, especificamente nos itens da NR 01 elencados abaixo: 1.5.8.3 As organizações contratantes devem fornecer às contratadas informações sobre os riscos ocupacionais sob sua gestão e que possam impactar nas atividades das contratadas. 1.5.8.4 As organizações contratadas devem fornecer ao contratante o Inventário de Riscos Ocupacionais específicos de suas atividades que são realizadas nas dependências da contratante ou local previamente convencionado em contrato.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	Alterou-se o texto a fim de complementar uma vez que as contratantes devem fornecer às contratadas informações sobre os riscos sob sua gestão e que possam impactar nas atividades das contratadas.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 5	5.1.1 Estabelecer os requisitos e critérios para controle dos riscos advindos das atividades realizadas pelas empresas contratadas durante todo o ciclo de vida da Instalação.	5.1.1 em caso de cessão do contrato com a empresa terceira, essas obrigações são transferidas ao novo operador da instalação.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.2.1. Conceito de CONTRATADA está muito abrangente.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza e definições mais firmes quanto aos novos requisitos. Alguns pontos estão abrangentes demais e podem trazer insegurança para os contratos já existentes e futuros.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O comentário se refere ao apêndice D (Definições), não afetando o referido item. Conforme definição D.18 Contratada: Empresa que realiza atividades relacionadas a este regulamento, incluindo consultores, empresas de serviço, fornecedores de materiais e tecnologia, operadores de instalações.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.2.2 Estabelecer os requisitos para que as empresas Contratadas implementem um sistema de gestão da Segurança Operacional compatível com o nível de risco das operações e serviços contratados.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza e definições mais firmes quanto aos novos requisitos. Alguns pontos estão abrangentes demais e podem trazer insegurança para os contratos já existentes e futuros.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	5.3.3. Estabelecer os requisitos para que as empresas Contratadas possuam conhecimento acerca da identificação de perigos e análise de riscos associados às atividades por elas executadas.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza e definições mais firmes quanto aos novos requisitos. Alguns pontos estão abrangentes demais e podem trazer insegurança para os contratos já existentes e futuros.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.3.5 Estabelecer os requisitos e critérios para a participação das empresas Contratadas em reuniões, briefings e processos decisórios relacionados a Incidentes e riscos identificados para a atividade contratada.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza e definições mais firmes quanto aos novos requisitos. Alguns pontos estão abrangentes demais e podem trazer insegurança para os contratos já existentes e futuros.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.4.1 Suprimir	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza e definições mais firmes quanto aos novos requisitos. Alguns pontos estão abrangentes demais e podem trazer insegurança para os contratos já existentes e futuros.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Optou-se por exclusão do item para evitar confusão de entendimento, e modificar o item 5.4.1. a fim de padronizar com a PG-3.	Acatar

Prática de Gestão nº 5	5.4.1.1 Estabelecer que as empresas Contratadas definam os requisitos de treinamento e dimensionem os respectivos programas conforme estabelecido neste regulamento técnico.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza e definições mais firmes quanto aos novos requisitos. Alguns pontos estão abrangentes demais e podem trazer insegurança para os contratos já existentes e futuros.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Optou-se por exclusão do item para evitar confusão de entendimento, e modificar o item 5.4.1. a fim de padronizar com a PG-3.	Acatar
Prática de Gestão nº 5	5.4.2. Suprimir	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza e definições mais firmes quanto aos novos requisitos. Alguns pontos estão abrangentes demais e podem trazer insegurança para os contratos já existentes e futuros.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Entende-se que o item 5.4.2 veio propositalmente para dar destaque aos subitens (a), (b) e (c), pois são aspectos importantes principalmente em situações de emergência ou em casos de acidentes.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	Contribuição em letras maiúsculas... 5.3 Responsabilidades 5.3.1 Estabelecer as responsabilidades das empresas Contratadas na gestão da Segurança Operacional. 5.3.2 Estabelecer diretrizes para elaboração de Documento de Interface, durante o ciclo de vida da Instalação, para operações com impacto na Segurança Operacional, CUJO NÍVEL DE RISCO ASSIM O INDICAR CONFORME AVALIAÇÃO NO ITEM 5.2.2.	A estrutura de identificação do nível de risco, é um indicador de ponto de partida para indicar quais empresas contratadas devem ter o documento de interface, pois, da forma como está escrito, abre-se demais as possibilidades de entendimento, abrangência e aplicação, criando diversos documentos que podem não produzir o efeito esperado. Por outro lado, é compreensível também que as 'diretrizes para elaboração de documento de interface' podem já contemplar o pleito.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Não há necessidade de repetiçaõ do que já está escrito no item 5.2.2.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	Contribuição em letra maiúscula... 5.4 Qualificação e treinamento de empresas Contratadas 5.4.1 Utilizar, para o pessoal das empresas Contratadas, os mesmos critérios de qualificação, treinamento e certificação adotados para o pessoal próprio, CONFORME APLICÁVEL. 5.4.1.1 Garantir que as empresas Contratadas estabeleçam os requisitos de treinamento e dimensionem os respectivos programas conforme estabelecido neste regulamento técnico.	O item 5.4.1 estabelece que os critérios de 'qualificação', 'treinamento' e 'certificação' são os mesmos da empresa e de suas contratadas. Os critérios são estabelecidos pela descrição da atividade e, desta forma, podem haver divergências nesses três pilares de empresa a empresa (por exemplo, a eventual diferença de um técnico de segurança, em seu job description, de uma Operadora e do técnico de segurança de uma Empresa de Perfuração. Poderia constar 'conforme aplicável' ou similar ao final da sentença.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Optou-se por exclusão do item para evitar confusão de entendimento, e modificar o item 5.4.1. a fim de padronizar com a PG-3.	Acatar
Prática de Gestão nº 5	Contribuição em letra maiúscula... 5.4.2 Garantir que as empresas Contratadas tenham empregados qualificados e treinados para exercer suas responsabilidades e atribuições, CONFORME APLICÁVEL, incluindo: a) em práticas de trabalho seguro; b) nos Procedimentos Críticos de Segurança Operacional; e c) nos planos de emergência.	Quanto ao item 5.4.2, considerar que 'todas' as empresas contratadas sejam treinadas inclusive nas alíneas que seguem, não traz objetivamente ganho à segurança para itens 'b' e 'c', pois o treinamento é para os que efetivamente participam de operações que envolvem procedimentos críticos e planos de emergência. Poderia haver 'conforme aplicável' ao final do parágrafo.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Entende-se que o item 5.4.2 veio propositalmente para dar destaque aos subitens (a), (b) e (c), pois são aspectos importantes principalmente em situações de emergência ou em casos de acidentes.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	Considerar a dificuldade da realização para contratos SPOT, havendo possibilidade de formalização por contrato para os contratos de menor decorrência de tempo, hajam recomendações de curto prazo e específicas para os riscos inerentes aos processos de desconhecimento da terceira parte.	Dado o grande volume de fornecedores em operações offshore, principalmente nos serviços SPOT, é recomendado que estes constarem como uma instrução ou requisito de SMS, ou ainda que seja estabelecido que não serão documentos de interface, mas sim, os documentos do operador da instalação ou do concessionário.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	Além da contribuição não estar relacionado ao item, entendemos que o contrato entre operador de contrato e/ou de instalação com a "terceira parte" (contrato SPOT) não cabe à ANP orientar ou determinar instruções e requisitos de SMS, além do que já é expresso. O importante que independente do período do serviço, a contratada conheça e gere os riscos inerentes a atividade, e o potencial risco para e da instalação sobre o serviço, por meio de um documento que estabeleça as interfaces.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 5	Alteração da redação do item 5.2.2 para: “5.2.2 Verificar atendimento das empresas contratadas aos critérios de seleção estabelecidos.”	Sobre o item 5.2.2: A alteração tem como proposta a aderência da recomendação de estabelecer e verificar critérios de seleção de contratadas afetas à segurança operacional. A redação original propõe que contratadas como fornecedores de materiais e consultores (vide definição no Apêndice D) estabeleçam um sistema de gestão de segurança operacional, o que nem sempre é exequível ou necessário a depender da empresa em questão. Entende-se que o requerimento 5.2.2 já estabelece que, caso pertinente à segurança operacional das instalações, o operador deva estabelecer que a contratada possua um sistema de gestão aderente à complexidade das atividades e níveis de risco associados. Com a nova redação proposta, a verificação dos critérios implicaria, caso aplicável, na avaliação do sistema de gestão de segurança operacional da contratada de acordo com os critérios estabelecidos.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis, coordenando as atividades de Segurança Operacional de todas as Contratadas, e empreendendo ações sistêmicas, visando ao controle dos riscos associados às atividades nas áreas sob contrato ou decorrentes das atividades de E&P.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 5	Remoção do item 5.3.2.1.	Sobre o item 5.3.2.1: A alteração sugerida tem como objetivo garantir que o documento de interface seja aderente a fatores como a natureza da atividade exercida pela contratada, da urgência do contrato, da dimensão do operador, entre outros. Também tem como objetivo garantir que a aderência do documento com o requerimento 5.3.2 que estabelece a responsabilidade do operador em definir as diretrizes para a elaboração do documento de interface. Em alguns casos, como contratação de sondas onshore para emergências, a prescrição do conteúdo pode prejudicar a prontidão operacional e execução das atividades.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Tal prática já foi contemplada no regulamento técnico de integridade de poços (SGIP) na figura do Documento de Interface, conhecido no inglês como bridging document, para poços. O bridging document é documento previsto em normativos internacionais e, portanto, amplamente conhecido na indústria do petróleo e gás natural, que estabelece alinhamento cooperativo e colaborativo entre os sistemas de gestão da segurança operacional do detentor de direitos de E&P e das contratadas. O conceito de documento de interface estabelecido no SGIP, regulamento mais recente, possui definição: Documento que estabelece alinhamento cooperativo e colaborativo entre os sistemas de gestão de segurança de poços do Operador do Contrato e Contratadas. Já no RTDT e no SGSS, apesar de não haver definição formal, o Protocolo de Responsabilidades, um jargão da área, possui a mesma a ideia de alinhamento entre duas ou mais empresas em uma mesma operação de duto. Desta forma, propõe-se que o conceito de interface seja perpetuado no arcabouço regulatório e unificado, havendo preferência pela expressão “documento de interface”, uma vez que tem tradução direta para o inglês e entendimento pacificado pela comunidade internacional.	Não acatar

Prática de Gestão nº 5	Alteração da redação do item 5.4.1 para: “Estabelecer critérios de qualificação, treinamento e certificação para o pessoal das empresas Contratadas aderente a suas atividades e riscos associados.”	Sobre o item 5.4.1: A alteração tem como proposta a adequação do requerimento a fim de evitar impactos significativos nos contratos das operadoras de instalações, sem prejudicar a segurança operacional dos ativos. A redação proposta visa garantir que os critérios de qualificação sejam compatíveis com as atividades exercidas pelas contratadas. Ao estabelecer que os critérios sejam os mesmos para o pessoal próprio do operador, a agência pode estar contribuindo para a inviabilização de contratos pontuais e críticos, ou implicando em uma alocação de recursos e tempo sem contribuição significativa para a segurança da instalação.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Optou-se por exclusão do item para evitar confusão de entendimento, e modificar o item 5.4.1. a fim de padronizar com a PG-3.	Acatar
Prática de Gestão nº 6	No requisito: 6.2.5.1: A redação não está clara, podendo levar duvidas sobre quem seria esse "responsável".	No requisito: 6.2.5.1: A redação não está clara, podendo levar duvidas sobre quem seria esse "responsável".	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No item 6.2.5.1 "Responsável" é a pessoa designada para acompanhar os Indicadores de Desempenho. Não se faz necessário ser um responsável para cada indicador.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 6	6.4.1 Realizar, periodicamente, a análise de tendências dos Indicadores de Desempenho, incluindo a comparação com: b) informações de desempenho de outras instalações similares, internas e externas à empresa, quando disponíveis.	6.4.1 As instalações contempladas pelo Regulamento apresentam características diferentes. Assim, é razoável realizar a comparação de indicadores entre instalações similares, do mesmo tipo, como por exemplo duas UEP. Não faz muito sentido realizar a comparação de indicadores entre instalações diferentes, como por exemplo, entre indicadores relacionados a poços e indicadores de uma UEP. Desta forma, está sendo proposto o texto para direcionar de forma mais clara os casos de comparação esperados.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Texto alterado conforme proposto	Acatar
Prática de Gestão nº 6	6.3 Monitoramento 6.3.1 Estabelecer métodos e procedimentos para monitorar, regularmente, as características principais de operações e atividades que possam causar Incidentes, incluindo: c) avaliação de cenários de mudança e de degradação de elementos críticos que possam afetar condição de desempenho, com a aplicação de gestão de mudança;	Incluir necessidade de monitoramento (novo item c) de elementos críticos degradados, assim como mudanças temporárias e permanentes, tendo em vista o possível escalonamento e geração de incidentes em caso de gestão inefetiva nesses itens.	Paola Thompson (Representante DNV) / DNV	A proposta de inclusão de alínea no item 6.3.1 traz acrécimo positivo ao texto, inserindo os elementos críticos degradados, assim como as mudanças temporárias e permanentes, como relevantes de monitoramento pela gestão, tendo em vista o possível escalonamento e geração de incidentes em caso de um gerenciamento inefetivo nesses itens. No entanto, tal item é pertinente a todas as práticas, não somente nos itens citados pelo proponente. Além disso, tanto elementos críticos degradados, como mudanças temporárias e permanentes, já estão cobertos pelo requisito (monitoramento de operações e atividades que possam causar incidentes), visto que ambos possuem o potencial de causar acidentes.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 6	6.2.4 Estabelecer Indicadores de Desempenho, para acompanhamento do desempenho de Segurança Operacional pela alta administração.	6.2.4 A alta administração já engloba as demais estruturas citadas.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Considerar somente a Alta Administração, entendemos limitar assim a participação dos demais membros de Gestão da empresa. Alterado texto para que haja abrangência de qualquer figura, S.A. ou LTDA, alterando o "e" por "ou" conforme item 1.2.1.1 da PG1. revisão do arcabouço regulatório visa maior clareza da necessidade do estabelecimento e comprometimento de um acompanhamento do desempenho pela alta administração e pelos conselhos de administração ou outras estruturas superiores envolvidas no aconselhamento, direcionamento ou no processo decisório estratégico das empresas, a fim da promoção da melhoria contínua do desempenho de segurança operacional.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 6	6.2.5 Estabelecer Indicadores de Desempenho, Proativos e Reativos, relacionados à Segurança Operacional, considerando: a) monitoramento do atendimento de todas as práticas do sistema de gestão da Segurança Operacional; excluir alíneas b) e c) d) implementação de Ações Corretivas e Preventivas identificadas pelo sistema de gestão da Segurança Operacional, quando constatado desempenho insuficiente do indicador; e) frequência de Incidentes; e excluir f)	6.2.5 ajuste de redação para melhor clareza do item b) e c) estão contidos em a). Os indicadores para b) e c) automaticamente estarão em a) na sua respectiva Prática de Gestão. d) deixar claro no texto que trata-se especificamente de implementação de ações corretivas e preventivas para atuação quando ocorrer desvio do indicador. e) As causas não precisam ser parametrizadas em indicadores. Elas podem ser identificadas, tratadas e analisadas para serem usadas como insumo ou não em processos de análise crítica. Alinhados às práticas da indústria, citamos que a IOGP, por exemplo, não tem indicador relativo a causas de incidentes; seus indicadores de segurança são relacionados à frequência de incidentes. As causas de alguns incidentes são estudadas e constam como informação referente à segurança, mas não em indicadores e sim como estatística. f) Excluir. Esta é a própria definição de indicador proativo conforme Anexo D (Definições). Se o caput do item 6.2.5 já menciona "proativos e	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	b e c) Apesar de estarem contidos nas práticas de gestão, o requisito traz o destaque que o indicadores devem apresentar para os itens espcíficos. Dessa forma, opta-se pelo não acatamento. d) a implementação das ações correitvas e preventivas devem ser acompanhadas independente da insuficiencia em seu desempenho. Conclui-se pela manutenção da alínea (c). e) complementou-se a alínea a fim de torn-a-lo mais claro. f) Excluído por ficar redundante com a definição de indicador proativo conforme Anexo D (Definições).	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 6	6.3.2 Estabelecer meios para avaliação periódica do atendimento aos requisitos legais e aos regulamentos de Segurança Operacional.	6.3.2 Excluir "melhores práticas da indústria". "Requisitos legais" são concentrados, rastreáveis e acessíveis, pois são todos publicados em Diário Oficial. "Melhores práticas da indústria" é um termo amplo. Além de não ter o valor legal e obrigatório como o requisito legal possui, também não possui a mesma rastreabilidade. Até que ponto a Indústria poderá abrir suas informações internas? Aonde buscar? Quem irá definir qual escolher? A Indústria de óleo e gás é composta por indústrias nacionais e internacionais, submetidos a diferentes requisitos e práticas de acordo com os países em que operam. Dentre estas, qual será a melhor prática? Requisito fica aberto e dá margem à interpretação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e linguagem com outros instrumentos vigentes na ANP, visando eliminar ambiguidades. Além disso, o regulamento abre a possibilidade deste requisito ser aplicado para práticas de segurança já consolidadas na indústria, ou até mesmo, recomendadas pela ANP.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 6	6.4.1 Realizar, periodicamente, a análise dos Indicadores de Desempenho, incluindo a comparação com: a) metas definidas em nível corporativo e localmente na instalação auditada; e b) Excluir	6.4.1 Excluir o termo "análise de tendência". Análise de tendência (é algo numérico, de projeção gráfica) e está incluída dentro da análise do desempenho do indicador como um todo, que é mais ampla e aborda mais variáveis, inclusive a análise de tendência. a) clareza no texto. Excluir alínea b) - As instalações são operacionalmente distintas (porte, projeto, produção, dados operacionais, etc). Além disso, a empresa pode atuar tanto em segmento onshore quanto em segmento offshore. Ainda dentro dos segmentos, a instalação pode ter atividades fins distintas: perfuração e produção, onde ainda na produção temos diferentes tipos de plataformas. Considerando estes fatores, verificamos que estas variáveis não tornam possível a comparação do resultado de indicadores de desempenho. Conceitualmente, e para que se tenha uma leitura real do desempenho, indicador deve ser comparado dentro da mesma instalação. Por exemplo, o quanto de um mês (ou de um período) para o	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No que tange à análise das tendências dos indicadores de desempenho, a ideia central é que se possa identificar, por meio das tendências, problemas críticos de modo preventivo, de forma complementar à uma auditoria do sistema de gestão. E além da avaliação, o regulamento prevê a documentação e divulgação dos indicadores para a força de trabalho e para o corpo gerencial, bem como comparados com as metas definidas Tal requisito foi necessário devido o baixo desempenho da indústria desde 2019. Com relação ao item b) foi feita a inclusão da palavra "similar" na alínea b) item 6.4.1. Acatar parcialmente	Não Acatar
Prática de Gestão nº 6	6.4.3 Documentar e divulgar o resultado da avaliação de desempenho para a Força de Trabalho pertinente.	6.4.3 A pertinência da força de trabalho (público de interesse) vai alterar de acordo com o indicador. Não são todos os indicadores para toda força de trabalho.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Importante que os resultados do desempenho sejam divulgados para toda a força de trabalho e para o corpo gerencial, bem como comparados com as metas definidas.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 6	6.5.1 Estabelecer sistemática de registro e acompanhamento de Ações Corretivas e Preventivas, quando constatado desempenho insuficiente.	6.5.1 sistemática - Sistemática se refere a como fazer a gestão do registro e acompanhamento. inclusão do termo "desempenho insuficiente" - Manutenção de texto do SGSO.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A PG 6 objetiva monitorar, avaliar a eficácia e promover a melhoria contínua do sistema de gestão da Segurança Operacional, por meio da sistemática de acompanhamento das ações, independente da insuficiência ou não do desempenho.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 6	6.5.1.2 Em caso de rejeição de recomendações e ações, ou quando o prazo que trata o item não for cumprido, deve ser registrada justificativa.	6.5.1.2 A recusa de recomendações ou ações deve ser justificada e inclui não só fatores de risco, como outras variáveis como por exemplo prazo de implantação, tempo de resposta, recurso disponível ou provisão de recurso, custos globais, relação custo X benefício, novas soluções que possam ser aplicadas, entre outras, de acordo com cada caso. "Avaliar o risco" é uma das variáveis que devem ser consideradas. Ou seja, cabe ao gestor da recomendação esta tomada de decisão, considerando as variáveis aplicáveis. Para fins de rastreabilidade, o importante é que estas considerações estejam registradas na justificativa em caso de recusa.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto foi alterado de modo a incorporar a justificativa técnica juntamente com a avaliação dos riscos operacionais envolvidos, nos casos de decisão por rejeição, modificação ou não cumprimento de prazo.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 6	6.2.4 Estabelecer Indicadores de Desempenho, para acompanhamento do desempenho de Segurança Operacional pela alta administração da empresa.	Maior clareza e aderência à boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Considerar somente a Alta Administração, entendemos limitar assim a participação dos demais membros de Gestão da empresa. Alterado texto para que haja abrangência de qualquer figura, S.A. ou LTDA, alterando o "e" por "ou" conforme item 1.2.1.1 da PG1. revisão do arcabouço regulatório visa maior clareza da necessidade do estabelecimento e comprometimento de um acompanhamento do desempenho pela alta administração e pelos conselhos de administração ou outras estruturas superiores envolvidas no aconselhamento, direcionamento ou no processo decisório estratégico das empresas, a fim da promoção da melhoria contínua do desempenho de segurança operacional.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 6	6.2.5 b) e c) Suprimir 6.2.5 d) d) implementação de Ações Corretivas e Preventivas identificadas pelo sistema de gestão da Segurança Operacional, quando constatado desempenho insuficiente do indicador; 6.2.5 e) e) frequência de Incidentes; 6.2.5 f) Suprimir	Maior clareza e aderência à boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	b e c) Apesar de estarem contidos nas práticas de gestão, o requisito traz o destaque que o indicadores devem apresentar para os itens espcíficos. Dessa forma, opta-se pelo não acatamento. d) a implementação das ações correitvas e preventivas devem ser acompanhadas independente da insuficiencia em seu desempenho. Conclui-se pela manutenção da alínea (c). e) complementou-se a alínea a fim de torn-a-lo mais claro. f) Excluído por ficar redundante com a definição de indicador proativo conforme Anexo D (Definições).	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 6	6.2.5.1 A redação como está não está clara, podendo levar duvidas sobre quem seria esse "responsável" - departamento ou pessoa	Maior clareza e aderência à boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	No item 6.2.5.1 "Responsável" é a pessoa designada para acompanhar os Indicadores de Desempenho. Não se faz necessário ser um responsável para cada indicador.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 6	6.3.2 Estabelecer meios para avaliação periódica do atendimento aos requisitos legais e aos regulamentos de Segurança Operacional.	Maior clareza e aderência à boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e linguagem com outros instrumentos vigentes na ANP, visando eliminar ambiguidades. Além disso, o regulamento abre a possibilidade deste requisito ser aplicado para práticas de segurança já consolidadas na indústria, ou até mesmo, recomendadas pela ANP.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 6	6.4.1 Realizar, periodicamente, a análise crítica dos Indicadores de Desempenho, incluindo a comparação com: 6.4.1 b) Suprimir	Maior clareza e aderência à boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	No que tange à análise das tendências dos indicadores de desempenho, a ideia central é que se possa identificar, por meio das tendências, problemas críticos de modo preventivo, de forma complementar à uma auditoria do sistema de gestão. E além da avaliação, o regulamento prevê a documentação e divulgação dos indicadores para a força de trabalho e para o corpo gerencial, bem como comparados com as metas definidas Tal requisito foi necessário devido o baixo desempenho da indústria desde 2019. Com relação ao item b) foi feita a inclusão da palavra "similar" na alínea b) item 6.4.1. Acatar parcialmente	Não Acatar

Prática de Gestão nº 6	6.5.1.2 Em caso de rejeição de recomendações e ações, ou quando o prazo que trata o item não for cumprido, deve ser registrada justificativa.	Maior clareza e aderência à boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O texto foi alterado de modo a incorporar a justificativa técnica juntamente com a avaliação dos riscos operacionais envolvidos, nos casos de decisão por rejeição, modificação ou não cumprimento de prazo.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 7	Contribuição 1: 7.2.1.1 Estabelecer auditorias nas empresas Contratadas que realizem atividades relacionadas à Segurança Operacional, em cada fase do CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações.	Justificativa 1: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	A proposta de texto sugerida não traz acréscimos ou alteração relevantes. O termo "ciclo de vida" já abrange o sentido completo.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	Contribuição 2: 7.2.2 Estipular o ciclo de auditorias compatível com os riscos relacionados à fase do CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações, com o desempenho da Instalação e com as lições aprendidas.	Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	A proposta de texto sugerida não traz acréscimos ou alteração relevantes. O termo "ciclo de vida" já abrange o sentido completo.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	Contribuição 3: 7.2.3.1 Definir o escopo da auditoria para marcos específicos do CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações, considerando:	Justificativa 3: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	A proposta de texto sugerida não traz acréscimos ou alteração relevantes. O termo "ciclo de vida" já abrange o sentido completo. Não Acatar	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	Contribuição 4: 7.2.3.1 a) o detalhamento de projeto, MONTAGEM, COMISSIONAMENTO e INSPEÇÕES INICIAIS DETALHADAS;	Justificativa 4: Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	A proposta de texto sugerida não traz acréscimos ou alteração relevantes. O termo "ciclo de vida" já abrange o sentido completo. Não Acatar	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	Contribuição 5: 7.2.3.2 Dimensionar e selecionar a composição da equipe auditora e a duração da auditoria de acordo com o PORTE e a complexidade das instalações e dos riscos envolvidos.	Justificativa 5: O termo “PORTE” pode ser considerado como sendo um termo mais adequado que “TAMANHO”.	Roberval Bulgarelli	A proposta de texto sugerida não traz acréscimos ou alteração relevantes por ser o mesmo sentido.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	Contribuição 6: 7.4.2 Implementar e verificar a eficácia das ações preditivas e preventivas, bem como das ações de CORREÇÃO ou RECUPERAÇÃO, para tratamento dos eventuais desvios ou não conformidades identificadas no relatório de auditoria.	Justificativa 6: Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	A proposta de texto sugerida provocará alteração no conteúdo uma vez que "ações corretivas e preventivas" são definidas no RT.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	Contribuição 7: 7.4.3 Estabelecer procedimento para avaliar a abrangência das ações preditivas e preventivas, bem como das ações de CORREÇÃO, REPARO ou de RECUPERAÇÃO, para tratamento dos eventuais desvios ou não conformidades identificadas nas auditorias, para todas as suas Instalações e para as Contratadas que realizem atividades relacionadas à Segurança Operacional.	Justificativa 7: Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	A proposta de texto sugerida provocará alteração no conteúdo uma vez que "ações corretivas e preventivas" são definidas no RT. Ademais, o termo "ciclo de vida" já abrange o sentido completo.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	7.1.1 Avaliar a eficácia e aperfeiçoar o sistema de gestão da Segurança Operacional, por meio da constatação de evidências objetivas e da identificação e eliminação das causas de não conformidades, buscando atendimento aos requisitos contidos neste Regulamento Técnico.	7.1.1 Clareza no texto.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A proposta de texto sugerida não traz acréscimos ou alteração relevantes, por os requisitos do regulamento já terem caráter obrigatório.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	7.2.1.1 Estabelecer auditorias nos Operadores das Instalações de E&P que realizem atividades relacionadas à Segurança Operacional, em cada fase do ciclo de vida da Instalação.	7.2.1.1 a) Troca de termo para que não gere confusão entre instalações afretadas (operadores das instalações) com empresas prestadoras de serviços nas instalações (conforme definição de contratadas no Anexo D). Quem possui a obrigação de ter um SGSO implantado e cumprir a PG07 são as Operadoras das Instalações e Cessionárias conforme escopo da resolução. Empresas contratadas que são prestadoras de serviço não possuem obrigatoriedade de ter um SGSO implantado. Serão auditadas visando a garantia da segurança operacional, conforme escopo da PG-05. Necessidade de esclarecimento 1: "Estabelecer auditorias significa executar a auditoria propriamente dita ou estabelecer meios/cobrar que a auditoria seja realizada? Trocar para "realizar" como em 7.2.1. Necessidade de esclarecimento 2: "em todo o ciclo de vida" para este caso específico: A fase de projeto de afretadas não é gerenciada pelo Operador do Contrato (não é possível fazer auditoria antes de firmar o contrato com a afretada). Como	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	(a) acatado para definir um escopo mais específico do item conforme proposto. Esclarecimento 1: O verbo "estabelecer" tem interpretação ampla, abrange a sua implementação (realização), não bastando apenas, elaboração de um procedimento, mas é necessária a sua implementação conforme estabelecido pela empresa. Esclarecimento 2: O sistema de gestão da segurança abrange todo o ciclo de vida. A concessionária deve estabelecer meio de acompanhar e avaliar o SG de suas instalações, sejam próprias ou afretadas.	Acatar
Prática de Gestão nº 7	7.2.2 Estipular o ciclo de auditorias compatível com os riscos relacionados à fase do ciclo de vida e com o desempenho da Instalação.	7.2.2 Excluir o termo "lições aprendidas". Lições aprendidas estão ligadas diretamente ao processo de abrangência de uma determinada anomalia. Não necessita ser um critério a ser considerado num cronograma de auditoria, porém deve constar no plano de auditoria conforme item 7.2.3.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento inclui comandos que induzem, dentro de cada prática de gestão, a realização de tarefas relacionadas ao ciclo PDCA, visando a melhoria contínua do desempenho de forma contínua e consistente. Além disso, algumas formas de aprimoramento e melhoria são indicadores (PG 6), auditorias (PG 7) e lições aprendidas com incidentes (PG 9).	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	7.2.3 g) excluir i) Lições aprendidas.	7.2.3 g) processos de denúncia são conduzidos de forma confidencial pela Ouvidoria desde a apuração até o tratamento. j) Conforme justificado no item 7.2.2 (Lições aprendidas estão ligadas diretamente ao processo de abrangência de uma determinada anomalia. Não necessita ser um critério a ser considerado num cronograma de auditoria, porém deve constar no plano de auditoria conforme item 7.2.3.)	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A sugestão de exclusão da letra (g) é pertinente pois passa por processo de apuração confidencial. A letra com lições aprendidas foi incluída pois está relacionada diretamente ao processo de abrangência de uma determinada não conformidade. Com relação a exclusão da alínea (g), foi Incluído novo item na PG-8 sobre se manter o histórico de denúncias (8.4.3).	Acatar
Prática de Gestão nº 7	7.2.3.1 Definir o escopo da auditoria para marcos específicos do ciclo de vida da Instalação, considerando:	7.2.3.1 a sugestão visa esclarecer que se trata do ciclo de vida da instalação sob auditoria	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A proposta de texto sugerida não traz acréscimos ou alteração relevantes. O termo "ciclo de vida" já abrange o sentido completo. Não Acatar	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	7.3.1 Estabelecer métodos e procedimentos para a execução da auditoria do sistema de gestão da Segurança Operacional, considerando: (...)	7.3.1 Como evidenciar o uso das melhores práticas da indústria? Quem irá definir a "melhor prática da indústria"? Item fica subjetivo e a critério de interpretação. Possui fragilidade jurídica. Sugestão de texto visa colocar esta atribuição no Operador, ou seja, em seu procedimento deverão estar estabelecidos os métodos de acordo com seu Sistema de Gestão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A terminologia "melhores práticas da indústria do petróleo", utilizada tanto na resolução quanto em seus anexos, consta em cláusulas dos contratos de E&P e é citada na Lei nº 9.478/1997. Portanto, já se encontra pactuada entre a ANP e o Operador de Contrato de E&P. Um dos objetivos da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional foi alinhar termos e linguagem com outros instrumentos vigentes na ANP, visando eliminar ambiguidades. Avaliar a insersão da definião. Contrato de concessão: 1.2.23. Melhores Práticas da Indústria do Petróleo: Os melhores e mais seguros procedimentos e tecnologias disponíveis na indústria de Petróleo e Gás Natural em todo o mundo, que permitam: (a) garantir a segurança operacional das instalações, preservando a vida, integridade física e saúde humana; (b) preservar o meio-ambiente e proteger as comunidades adjacentes; (c) evitar ou reduzir ao máximo os riscos de vazamento de Petróleo, Gás Natural, derivados e outros produtos químicos que possam ser prejudiciais ao meio ambiente; (d) a conservação de recursos petrolíferos e gasíferos, o que implica a utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica, econômica e ambientalmente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (e) minimizar o consumo de recursos naturais nas Operações.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	7.4.1 excluir alínea d)	7.4.1 d) A auditoria ocorre de forma local (área auditada), onde é aplicada a não conformidade. Portanto a gerência auditada de fato é responsável pelas alínaes a) até c). Em contrapartida, a identidade dos indicadores (requisito da alínea d)) é sempre definida no âmbito da corporação (níveis corporativos). A identidade do indicador é única. O que altera é o desdobramento de metas, onde algumas serão corporativas e outras serão locais, conforme preconiza o próprio item 6.2.1 da Nova Minuta. Cabe portanto ao operador da instalação realizar esta necessidade de revisão do	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Após a execução da auditoria, deverá ser realizada uma avaliação da auditoria com participação da gerência responsável pela área auditada, conforme previsão já existente nos atuais regulamentos técnicos. Propõe-se, porém, que o novo regulamento inclua um rol de possibilidades sobre o que se espera alcançar com a análise, de modo a induzir um comportamento mínimo esperado. Como exemplo, a realização de uma comparação entre os resultados da auditoria e os resultados das avaliações de desempenho. Em função da conclusão dessa comparação, deverá ser avaliada a necessidade de revisão do conjunto de indicadores proativos e reativos. De forma sucinta, o Operador deve avaliar a necessidade de revisar seus indicadores de modo que estes reflitam a realidade do seu sistema de gestão de segurança atual.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	7.4.3 Estabelecer procedimento para avaliar a abrangência das não conformidades das auditorias para todas as suas Instalações que realizem atividades relacionadas à Segurança Operacional.	7.4.3 As ações corretivas e preventivas são estabelecidas para o saneamento de uma não conformidade naquela determinada instalação auditada e são direcionadas e específicas para aquele saneamento, de acordo com a investigação das causas. Uma mesma NC pode ocorrer em instalações diferentes, porém as causas podem ser distintas de acordo com a realidade daquela instalação. A etapa de abrangência é posterior e mais ampla. Na prática o que é feito é a análise de abrangência do evento/da anomalia e não da ação/recomendação. A definição das ações/recomendações devem ser locais considerando a realidade e estágio de maturidade de cultura de segurança de cada instalação. Citamos como exemplo, em uma instalação pode ser necessário na abrangência da não conformidade revisar um procedimento para adequação, em outra o procedimento pode estar adequado e pode ser suficiente ações de reforço em DDSMS e em outras tal não conformidade pode ocorrer, porém com outras causas. Variando	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A avaliação da abrangência já é prática englobada em outros regulamentos de segurança operacional da ANP, e esta revisão do RT visa buscar a padronização, de modo que a empresa busque o aperfeiçoamento e a melhoria contínua não apenas individual de uma instalação, mas de forma abrangente. As ações corretivas e preventivas são estabelecidas para o saneamento de uma não conformidade, e deve ser abrangente.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	Alterar o texto do requisito 7.2.1.1 para "7.2.1.1 Assegurar a execução de auditorias internas nas unidades afretadas, em cada fase do ciclo de vida.".	- requisito 7.2.1.1 - O termo “estabelecer” é ambíguo é pode ser entendido tanto como “assegurar que as empresas Contratadas possuam sistemática de auditorias” ou “realizar auditorias nas empresas Contratadas”. Com base no workshop realizado em janeiro, entende-se que seja o primeiro caso, mas sugere-se adequar o texto. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ESPECIFICIDADE de metas SMART Além disso, a definição de Contratada é muito ampla, englobando tanto operadores de instalações como consultores / empresas de serviço / fornecedores de matérias e tecnologia. Não é claro se este requisito seria somente do detentor de direitos E&P para o operador (afretadas), como é o entendimento da indústria. Desta forma, sugere-se explicitar a quem este requisito se refere. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ESPECIFICIDADE de metas SMART	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Fica acatado para definir um escopo mais específico do item conforme proposto. O verbo “estabelecer” tem interpretação ampla, abrange a sua implementação (realização), não bastando apenas, elaboração de um procedimento, mas é necessária a sua implementação conforme estabelecido pela empresa.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 7	Alterar o texto do requisito 7.4.3 para "7.4.3 Estabelecer procedimento para avaliar a abrangência de não conformidades identificadas nas auditorias para todas as suas Instalações e estabelecer Ações Corretivas e Preventivas, conforme aplicável.". Incluir requisito "7.4.3.1 Estabelecer procedimento para a abrangência dos desvios identificados nas auditorias em Instalações próprias, para as unidades afretadas, por meio de Alertas de Segurança nos termos do requisito 9.6 da prática de gestão nº 9.".	- requisitos 7.4.3 e 7.4.3.1 - A análise de aplicabilidade de abrangência realizada a partir de ações pode gerar confusão devido ao entendimento indevido do objetivo das ações, gerando resultados menos efetivos. Desta forma, consideramos que a abrangência deve ser realizada a partir do desvio apontado, para proposta de tratativas aplicáveis a cada unidade. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ESPECIFICIDADE de metas SMART Além disso, entendemos que a abrangência por parte do detentor de direitos E&P (que pode trabalhar com vários operadores de instalação) para o operador da instalação (que pode trabalhar com vários detentores de direitos E&P) pode gerar conflitos contratuais e comerciais e deveria ser substituído por mecanismo mais apropriado que permita o repasse de desvios sem o compartilhamento de informações potencialmente confidenciais. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de REALISTA de metas SMART	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A avaliação da abrangência já é prática englobada em outros regulamentos de segurança operacional da ANP, e esta revisão do RT visa buscar a padronização, de modo que a empresa busque o aperfeiçoamento e a melhoria contínua não apenas individual de uma instalação, mas de forma abrangente. As ações corretivas e preventivas são estabelecidas para o saneamento de uma não conformidade, e deve ser abrangente.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	Alterar o texto do requisito 7.4.4 para "7.4.4 Divulgar a análise dos resultados das auditorias, o cronograma e o andamento das ações à Força de Trabalho pertinente.".	- requisito 7.4.4 - A Força de Trabalho envolvida em algumas prática de gestão pode ser bastante extensa e não ter ligação direta ou indireta com os desvios identificados em auditoria. Sugere-se usar o termo “Força de Trabalho pertinente”, pacificando o texto com os requisitos 9.5.3 e 12.4.4. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de ESPECIFICIDADE e REALISTA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	O item traz a importância de que os resultados da auditoria sejam divulgados para a força de trabalho e o máximo de trabalhadores envolvidos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	7.2.1.1 Estabelecer auditorias nos Operadores das Instalações de E&P que realizem atividades relacionadas à Segurança Operacional, em cada fase do ciclo de vida.	7.2.1.1 Operador de Instalação contratada' seria diferente de empresa contratadas" . A diferença de conceito afeta o resultado. São muitas as empresas contratadas envolvidas na SO. Não há como realizar auditorias em todas essas empresas. Muitas empresas contratadas não são sujeitas ao SGSO. (Esse item seria da PG 5).	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Fica acatado para definir um escopo mais específico do item conforme proposto.	Acatar
Prática de Gestão nº 7	7.2.2 Estipular o ciclo de auditorias compatível com os riscos relacionados à fase do ciclo de vida e com o desempenho da Instalação.		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O item 7.2.2 do RT direciona que a atividade de planejamento de auditoria esteja relacionada ao nível de risco da fase de vida da instalação, com o desempenho em segurança e as lições aprendidas dos incidentes. Além disso, não foi apresentada justificativa para alteração do item.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	7.2.3 g) Suprimir - incluir "lições aprendidas"		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A sugestão de exclusão da letra (g) é pertinente pois passa por processo de apuração confidencial. A letra com lições aprendidas foi incluída pois está relacionada diretamente ao processo de abrangência de uma determinada não conformidade.	Acatar

Prática de Gestão nº 7	7.4.1 Garantir que o Operador da Instalação analise os resultados das auditorias, incluindo:		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Após a execução da auditoria, deverá ser realizada uma avaliação da auditoria com participação da gerência responsável pela área auditada, conforme previsão já existente nos atuais regulamentos técnicos. Propõe-se, porém, que o novo regulamento inclua um rol de possibilidades sobre o que se espera alcançar com a análise, de modo a induzir um comportamento mínimo esperado. Como exemplo, a realização de uma comparação entre os resultados da auditoria e os resultados das avaliações de desempenho. Em função da conclusão dessa comparação, deverá ser avaliada a necessidade de revisão do conjunto de indicadores proativos e reativos. De forma sucinta, o Operador deve avaliar a necessidade de revisar seus indicadores de modo que estes reflitam a realidade do seu sistema de gestão de segurança atual.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 7	7.4.3 Estabelecer procedimento para avaliar a abrangência das não conformidades das auditorias para todas as suas Instalações que realizem atividades relacionadas à Segurança Operacional.		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A avaliação da abrangência já é prática englobada em outros regulamentos de segurança operacional da ANP, e esta revisão do RT visa buscar a padronização, de modo que a empresa busque o aperfeiçoamento e a melhoria contínua não apenas individual de uma instalação, mas de forma abrangente. As ações corretivas e preventivas são estabelecidas para o saneamento de uma não conformidade, e deve ser abrangente.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 7	7.2.1.1 Estabelecer auditorias nos Operadores das Instalações de E&P que realizem atividades relacionadas à Segurança Operacional, em cada fase do ciclo de vida.	São muitas as empresas contratadas envolvidas na segurança operacional das instalações e nem todas estão sujeitas ao regulamento do SGSO. Exemplo: a ABB provê serviços de automação a bordo (em torno de 3 pessoas a bordo), no entanto não podemos exigir dela que cumpra todos os quesitos do regulamento técnico (ex: que ela faça auditorias internas a cada 2 anos, que ela faça abrangência dos alertas de segurança da ANP, entre outros). Essas empresas não provêm serviços somente para a cadeia de petróleo e gás, de modo que não farão seus sistemas de gestão exclusivos para atendimento deste setor. Vale destacar que essas empresas são incluídas na auditoria interna de SGSO da instalação, caso por exemplo tenham envolvimento em alguma gestão de mudança da unidade, ou participem de análise de risco, entre outros. Ademais, para se tornarem fornecedoras, essas empresas já passam por processo de qualificação que envolve itens de HSE, processo este renovado regularmente.	Camila Manfredini / Equinor	Fica acatado para definir um escopo mais específico do item conforme proposto.	Acatar

Prática de Gestão nº 7	Remoção do item 7.2.2	A remoção do requerimento proposta visa manter o objetivo da prática de uma avaliação eficaz do sistema de gestão de segurança operacional da instalação, porém sem estabelecer requerimentos específicos de auditorias em contratadas. Entende-se que a realização de auditorias do sistema de gestão de segurança operacional de uma instalação já abrange o envolvimento das contratadas afetas. Dentro do âmbito da PG5, é responsabilidade do operador da instalação garantir que os riscos advindos destas contratadas sejam controlados e seu desempenho monitorado. Desta forma, a realização de auditorias é um dos métodos que pode ser adotado, ou não, pelo operador para a garantia de desempenho das contratadas frente aos critérios de segurança operacional estabelecidos.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O item 7.2.2 do RT direciona que a atividade de planejamento de auditoria esteja relacionada ao nível de risco da fase de vida da instalação, com o desempenho em segurança e as lições aprendidas dos incidentes. Desta forma, a justificativa posta de exclusão do item não se relaciona com o objeto do requisito.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 8	8.2.1 Estabelecer sistemas de registro, controle e rastreabilidade da informação e da documentação relativas ao sistema de gestão da Segurança Operacional, ficando facultativo a operadora o uso, ou não, de um software específico, considerando:	8.2.1 O grupo entende que o uso de sistemas de registro, não estão necessariamente relacionais ao uso de software. Diferentes empresas com diferentes números de instalações, demandam o emprego de diferentes recursos.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Caberá ao Operador decidir a ferramenta a ser utilizada para registro, controle e rastreabilidade da informação e documentação. A ferramenta deve ser proporcional a complexidade e aos riscos da instalação. Portanto, não é necessário o regulamento técnico propor algo de forma facultativa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 8	Contribuição 1: 8.4.1 Manter registro histórico de informações, incluindo de variáveis operacionais, e da documentação de projeto, construção, comissionamento, operação, inspeções periódicas, manutenção, reparo, recuperação, auditorias, incidentes, mudanças e análises de risco, pelo período que perdurar o CICLO TOTAL DE VIDA da Instalação.	Justificativa 1: Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações de E&P. Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já tem sentido abrangente.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 8	Contribuição 2: 8.5.3 Garantir a atualização e a passagem de informação e documentação referente à Instalação para o responsável pela respectiva fase CICLO TOTAL DE VIDA.	Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já tem sentido abrangente.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 8	8.2.1 Estabelecer procedimentos que definam sistemáticas de registro, controle e rastreabilidade da informação e da documentação relativas ao sistema de gestão da Segurança Operacional, considerando: (...)	8.2.1 Sugestão de manter o texto utilizado em regulamentos mais recentes (SGSS e SGIP). O controle da documentação deve variar de acordo com o tipo de documentação de SO, cabendo ao Operador da Instalação definir em seu Sistema de Gestão estas variáveis. O volume e tipo de documentos de S.O. é muito extenso e variável, passando por registros, procedimentos, especificação técnica, memorial descritivo, estudo de risco, DSO, entre milhares de outros. De acordo com o tipo de documentação de SO podem variar por exemplo: sistemática de aprovação, prazo para revisão/atualização, validade, tempo necessário de guarda (arquivamento) etc.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Caberá ao Operador decidir a ferramenta a ser utilizada para registro, controle e rastreabilidade da informação e documentação. A ferramenta deve ser proporcional a complexidade e aos riscos da instalação. Portanto, não é necessário o regulamento técnico propor algo de forma facultativa.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 8	8.3.1 Prover o acesso adequado da Força de Trabalho pertinente às informações e à documentação que sejam relacionadas a este regulamento.	8.3.1 Não deve ser somente este grupo. Podemos ter um grupo da força de trabalho que pode não estar necessariamente exposto ao risco, mas pode ser necessário ter o conhecimento da documentação afeta àquela PG. Isto é, os documentos precisam estar adequadamente disponíveis para quem precisa, e quando necessário.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Em relação ao acesso à informação, a documentação relativa à segurança operacional deverá estar acessível para as pessoas expostas aos riscos oriundos das instalações. Isto é, elas precisam estar adequadamente disponíveis para quem precisa e quando necessário [Petroleum Safety Authority - PSA - The management Regulations, 2022]. Assim, a fim de complementar o texto e manter o entendimento do item supracitado, promoveu-se um alteração.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 8	8.4.1 Manter registro histórico de informações, incluindo de variáveis operacionais, e da documentação de projeto, construção, comissionamento, operação, auditorias, incidentes, mudanças e análises de risco.	8.4.1 Excluir "pelo período que perdurar o ciclo de vida da Instalação". O prazo de guarda da documentação deve variar de acordo com o tipo de documentação de SO, cabendo ao Operador da Instalação definir em seu Sistema de Gestão esta variável. O volume e tipo de documentos de S.O. é muito extenso e variável, passando por registros, procedimentos, especificação técnica, memorial descritivo, estudo de risco, DSO, entre milhares de outros. De acordo com o tipo de documentação de SO e seu conteúdo, o tempo necessário de guarda (arquivamento) será definido pelo Operador da Instalação, considerando o tempo necessário para uso daquele histórico de informação, não sendo necessariamente durante todo o ciclo de vida instalação. Isto é, os documentos precisam estar adequadamente disponíveis para quem precisa, e quando necessário.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Com relação à manutenção de um registro histórico, ressalta-se que a documentação gerada pelas análises de risco e pelo gerenciamento de mudanças, entre outras, deverão permanecer arquivadas durante todo o ciclo de vida da instalação. Esta ação garante confiabilidade e segurança em transações como nos casos de transferência de titularidade, cessão de direitos, descomissionamento de uma instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 8	8.6.1 Divulgar para a Força de Trabalho pertinente às informações e à documentação que sejam relacionadas a este regulamento as informações e a documentação referentes aos aspectos de segurança.	8.6.1 A força de trabalho pode não estar necessariamente exposta ao risco, mas pode ser necessário ter conhecimento da documentação afeta àquela PG.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Com relação as informações e a documentação referentes aos aspectos de segurança, estas deverão, além de estar acessíveis, ser divulgadas para as pessoas expostas aos riscos oriundos das operações. Ou seja, precisam ser divulgadas adequadamente para quem precisa e quando necessário [Petroleum Safety Authority - PSA - The management Regulations, 2022]. Assim, a fim de complementar o texto e manter o entendimento do item supracitado, promoveu-se um alteração.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 8	Alterar o texto do requisito 8.4.1 para "8.4.1 Manter registro histórico de informações, incluindo de variáveis operacionais, e da documentação de projeto, construção, comissionamento, operação, auditorias, incidentes, mudanças e análises de risco, conforme instruções legais pertinentes ou pelo período que perdurar o ciclo de vida da Instalação na ausência destas.".	- requisito 8.4.1 - O texto é muito mais restritivo do que diversas instruções legais em vigor, em particular no que diz respeito a documentações de operação. Por exemplo, permissões de trabalho e espaços confinados devem ser arquivadas por 5 anos. Já radio proteção é arquivada pelo tempo que perdurar o ciclo de vida da instalação. Sugerimos indicar no texto que período de arquivamento de documentação deve ser orientado conforme instruções legais pertinentes ou pelo período que perdurar o ciclo de vida da Instalação, na ausência destas. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Com relação à manutenção de um registro histórico, ressalta-se que a documentação gerada pelas análises de risco e pelo gerenciamento de mudanças, entre outras, deverão permanecer arquivadas durante todo o ciclo de vida da instalação. Esta ação garante confiabilidade e segurança em transações como nos casos de transferência de titularidade, cessão de direitos, descomissionamento de uma instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 8	Alterar o texto do requisito 8.6.1 para "8.6.1 Divulgar para a Força de Trabalho pertinente as informações e a documentação referentes aos aspectos de segurança, conforme as necessidades de trabalho e de treinamento de cada um.".	- requisito 8.6.1 - O texto do requisito 8.3 do regulamento técnico de SGSO em vigor é mais adequado pois indica que a divulgação de informações e documentação referentes aos aspectos de segurança deve considerar as necessidades de trabalho e de treinamento de cada um. Na forma proposta, o texto encontra-se muito amplo. Por exemplo, em muitos casos, a divulgação do Safety Case ou HAZID apresenta um sumário adequado dos riscos a que as pessoas estão expostas e medidas de controle disponíveis. A divulgação para todos de documentos de suporte mais detalhados, tais como Análise de Incêndio e Extensão de Proteção Passiva em nada agregaria e pode causar confusão devido a metodologia complexa. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de ESPECIFICIDADE e ALCANÇAVEL de metas SMART. Além disso, entendemos que esta divulgação não deve se restringir somente as pessoas expostas a determinado risco. O OIM e o Safety Officer, por exemplo, devem estar	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Com relação as informações e a documentação referentes aos aspectos de segurança, estas deverão, além de estar acessíveis, ser divulgadas para as pessoas expostas aos riscos oriundos das operações. Ou seja, precisam ser divulgadas adequadamente para quem precisa e quando necessário [Petroleum Safety Authority - PSA - The management Regulations, 2022]. Assim, a fim de complementar o texto e manter o entendimento do item supracitado, promoveu-se um alteração.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 8	8.2.1 Estabelecer procedimentos que definam sistemáticas de registro, controle e rastreabilidade da informação e da documentação relativas ao sistema de gestão da Segurança Operacional, considerando: 8.2.1 c) que a última versão esteja disponível para uso, e haja instrumento para prevenir o uso de documentos que não estejam em vigor;	Maior clareza aos requisitos e aderência às boa práticas internacionais	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Caberá ao Operador decidir a ferramenta a ser utilizada para registro, controle e rastreabilidade da informação e documentação. A ferramenta deve ser proporcional a complexidade e aos riscos da instalação. Portanto, não é necessário o regulamento técnico propor algo de forma facultativa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 8	8.3.1 Garantir o acesso adequado da Força de Trabalho pertinente às informações e à documentação que sejam relacionadas a este regulamento.	Maior clareza aos requisitos e aderência às boa práticas internacionais	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Em relação ao acesso à informação, a documentação relativa à segurança operacional deverá estar acessível para as pessoas expostas aos riscos oriundos das instalações. Isto é, elas precisam estar adequadamente disponíveis para quem precisa e quando necessário [Petroleum Safety Authority - PSA - The management Regulations, 2022]. Assim, a fim de complementar o texto e manter o entendimento do item supracitado, promoveu-se um alteração.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 8	8.4.1 Manter registro histórico de informações, incluindo de variáveis operacionais, e da documentação de projeto, construção, comissionamento, operação, auditorias, incidentes, mudanças e análises de risco	Maior clareza aos requisitos e aderência às boa práticas internacionais	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Com relação à manutenção de um registro histórico, ressalta-se que a documentação gerada pelas análises de risco e pelo gerenciamento de mudanças, entre outras, deverão permanecer arquivadas durante todo o ciclo de vida da instalação. Esta ação garante confiabilidade e segurança em transações como nos casos de transferência de titularidade, cessão de direitos, descomissionamento de uma instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 8	8.6.1 Divulgar para a Força de Trabalho pertinente às informações e à documentação que sejam relacionadas a este regulamento as informações e a documentação referentes aos aspectos de segurança.	Maior clareza aos requisitos e aderência às boa práticas internacionais	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Com relação as informações e a documentação referentes aos aspectos de segurança, estas deverão, além de estar acessíveis, ser divulgadas para as pessoas expostas aos riscos oriundos das operações. Ou seja, precisam ser divulgadas adequadamente para quem precisa e quando necessário [Petroleum Safety Authority - PSA - The management Regulations, 2022]. Assim, a fim de complementar o texto e manter o entendimento do item supracitado, promoveu-se um alteração.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 9	No requisito 9.5.1: Sugestão de alteração de texto : Estabelecer uma avaliação sistemática anual de Incidentes com base no conjunto de ativos do operador, contemplando: a) análise crítica dos incidentes considerando as causas comuns; e b) as abrangências realizadas.	No requisito 9.5.1: Dúvidas: a) O que a ANP deseja tratar como tendência? b) A ANP deseja que seja feita a abrangência de todos os eventos?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Caberá ao Operador do Contrato de E&P a decisão sobre a metodologia de análise de recorrências. O objetivo é aprender com os incidentes, conforme título da prática de gestão nº 9, e este aprendizado precisa ser internalizado corporativamente. Similarmente, espera-se que o Operador realize análise de abrangência a partir das recomendações identificadas, de forma que seja realizada nas instalações que possuem semelhança com aquela onde o evento ocorreu.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 9	No requisito 9.5.2: Sugestão de alteração de texto : Implementar sistemática de verificação da eficácia das Ações Corretivas e Preventivas de incidentes.	No requisito 9.5.2: Dúvida: A ANP deseja que seja feita a avaliação de eficácia de ações de todos os eventos?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A avaliação de eficácia deve ser executada para aquilo que foi identificado na avaliação sistemática anual, descrita no item 9.5.1. A alteração proposta torna a verificação específica a cada incidente, que não é o objetivo deste item, a verificação seria de todos os eventos.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	No requisito 9.6.1: Sugestão de alteração de texto : Estabelecer sistema de emissão e divulgação de Alertas de Segurança.	No requisito 9.6.1: Dúvida: A ANP deseja que os alertas tenham as lições aprendidas? Isso não é citado nas definições do apendice D6.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Alterou-se item a fim de simplificar e dirimir várias interpretações conforme proposição do contribuinte. "As lições aprendidas" estará embutido na definição D.6 de Alertas de segruança.	Acatar
Prática de Gestão nº 9	No requisito 9.6.2: Sugestão de alteração de texto : Estabelecer meios para obter Alertas de Segurança das empresas que possuem parcerias de negócio e/ou acordo de cooperação, instituições e órgãos governamentais.	No requisito 9.6.2: Dúvidas: Não deveria a ANP ou outra instituição obter esses alertas e fazer a distribuição as operadoras? Essa seria mesmo uma atribuição das operadoras - obter os alertas de maneira geral?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A ANP já publica alertas de segurança para os acidentes considerados relevantes, cujas lições aprendidas são divulgadas visando evitar sua recorrência. Entende-se que as visões da agência reguladora e do agente regulado são complementares. A indústria possui uma visão mais ampla, ao participar de diversos fóruns de discussão, sendo capaz de buscar o aprendizado com incidentes de forma mais ativa. O objetivo do requisito é estimular que as operadoras, de forma colaborativa, se articulem (criem meios) para obter os Alertas de Segurança, trocando informações entre si e por meio, principalmente, de suas associações, de modo a incorporar as lições aprendidas com incidentes em seu sistema de gestão de segurança operacional, conforme desafio do Relatório Anual de Segurança Operacional da ANP de 2020, 2021 e 2022.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.6.2 Estabelecer meios para obter Alertas de Segurança de outras empresas, instituições ou órgãos governamentais, quando disponíveis.	9.6.2 É importante considerar a disponibilidade da informação e o compartilhamento entre empresas.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A ANP já publica alertas de segurança para os acidentes considerados relevantes, cujas lições aprendidas são divulgadas visando evitar sua recorrência. Entende-se que as visões da agência reguladora e do agente regulado são complementares. A indústria possui uma visão mais ampla, ao participar de diversos fóruns de discussão, sendo capaz de buscar o aprendizado com incidentes de forma mais ativa. O objetivo do requisito é estimular que as operadoras, de forma colaborativa, se articulem (criem meios) para obter os Alertas de Segurança, trocando informações entre si e por meio, principalmente, de suas associações, de modo a incorporar as lições aprendidas com incidentes em seu sistema de gestão de segurança operacional, conforme desafio do Relatório Anual de Segurança Operacional da ANP de 2020, 2021 e 2022.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	9.3 Procedimento de investigação 9.3.1 Estabelecer procedimentos para condução da investigação, incluindo: e) avaliação da recorrência de incidente similar na instalação ou em outra instalação do operador.	Incluir gatilho (novo item e) que traga a recorrência de incidentes similares como fator relevante para a seleção da técnica de investigação de incidentes e composição da equipe de investigação (interna ou de terceira parte).	Paola Thompson (Representante DNV) / DNV	A recorrência é um critério previsto para que a ANP determine a realização de investigação de quase acidente, conforme § 1º do Art. 8º da Resolução ANP nº 882/2022. Dessa forma, a sugestão alinha-se a objetivo já estabelecido na Resolução de Comunicação de Incidentes.	Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.5.2 Implementar e verificar a eficácia das Ações Preditivas e Preventivas, bem como das Ações de CORREÇÃO, REPARO ou de RECUPERAÇÃO provenientes da avaliação sistemática.	Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	Os termos "ação corretiva" e "ação preventiva" possuem definições específicas e independentes do ciclo de vida da instalação, conforme apêndice D. Os termos sugeridos para detalhamento estão incluídos, mas não esgotam, a definição de "ação corretiva".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.1.1 Apresentar sistemática que demonstre a conversão do aprendizado com incidentes em aprimoramentos da gestão de Segurança Operacional, de forma a compreender suas causas e prevenir incidentes, através da apresentação de metodologia para investigação, análise e divulgação das lições aprendidas com os incidentes.	9.1.1 Eliminar a subjetividade do termo "garantir". Sugerimos que o item solicite uma sistemática de investigação, análise e divulgação das lições aprendidas com os incidentes.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que o item como objetivo está suficiente. A aplicação de metodologia e sistemática de investigação, análise e divulgação das lições aprendidas com os incidentes estarão contemplados no corpo da prática.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.2.1 Estabelecer procedimentos para registro, classificação por dano, categorização por tipo, implementação de ações e divulgação de Incidentes.	9.2.1 O termo recomendações não é utilizado no regulamento. O apêndice D estabelece as definições para ações corretivas e preventivas. Sugerimos revisitar o regulamento e adequar a nomenclatura. Não é apenas nesse item da PG9 que isso ocorre.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Embora não conste das definições do apêndice D, o termo recomendação está definido na Resolução ANP nº 882/2022, como "proposição que tenha por finalidade desenvolver, modificar ou aprimorar sistemas de gestão, de forma a evitar a recorrência ou minimizar a probabilidade de ocorrência de incidentes semelhantes".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	9.3.1 Estabelecer procedimentos para condução da investigação, incluindo: b) a responsabilidades dos membros da equipe de investigação, quando aplicável; c) critérios para a preservação de evidências físicas e acesso da equipe de investigação a dados relativos a informação, documentação técnica, incluindo, os registros dos sistemas de supervisão e controle, quando aplicáveis. d) as alternativas de ferramentas de investigação a serem utilizadas, em função do domínio da mesma pela equipe, e praticidade do seu uso; e e) os critérios que indiquem se a investigação deve ser conduzida por terceira parte, se aplicável ou quando identificada necessidade de complementação por competências de fora da empresa.	9.3.1 b): Todos os membros da comissão tem o mesmo objetivo. O único papel ligeiramente diferente é o do coordenador ou líder, quando houver. Não vemos necessidade de estabelecer este item, pois o trabalho de investigação em si já traz as responsabilidades, que são compartilhadas por toda a Comissão de Investigação. Sugerimos reavaliar para quando aplicável ou até mesmo excluir o item. c): Melhora da redação incluindo a questão do acesso da equipe de investigação. Sugerimos revisitar o item pois nem sempre a questão de registros de supervisão e controle se aplicam. Preservação de informação tem mais a ver com a PG8 do que com requisitos da PG9. Aqui o que importa é o acesso ao que é necessário para a investigação. d) Conforme CCPS ("Guidelines for Investigating Process Safety Incidentes"), a metodologia de investigação é uma combinação de ferramentas aplicadas no processo de investigação. O termo "técnicas" está mais relacionado ao domínio individual dos profissionais que utilizam as ferramentas. Aparece	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	b) O papel e responsabilidades do investigador-líder pode variar de acordo com o Operador. Quando todos os membros compartilham das mesmas reponsabilidades, entendemos que essa informação deve constar no procedimento de investigação. c) De acordo com a sugestão. d) Na bibliografia mencionada, com relação à escolha da metodologia de investigação, são listados três itens: (i) cultura organizacional; (ii) expertise e experiência dos investigadores e (iii) natureza e complexidade do incidente. Dessa forma, entendemos que as alternativas metodológicas disponíveis são aquelas que a equipe possui experiência, conhecimento e são comumente utilizadas na organização. Contudo, aplicar as mesmas técnicas e ferramentas sem considerar a complexidade do tipo de incidente pode resultar em investigações que não identificam as falhas do sitema de gestão, sobretudo quando se trata de causas-raiz múltiplicas e relacionadas. Na bibliografia citada na sugestão, que exemplifica a utilização da técnica de 5 porquês para quaisquer incidentes baseando-se no domínio e experiência dos investigadores, é destacado que outras técnicas são melhores para incidentes complexos. e) Considerando o § 5º do Art. 8º da Resolução ANP nº 882/2022, a A ANP poderá exigir a apresentação de relatório de investigação elaborado por terceira parte. Além disso, a critério do Operador, poderá ser tomada a decisão de contratar consultoria ou de incluir membros de outras instalações para compor a comissão de investigação de incidente. A identificação prévia de quais situações em que se verifica essa necessidade tem por objetivo assegurar maior celeridade nas ações de investigações diante da ocorrência.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 9	9.3.2 Definir o conteúdo mínimo para os relatórios de investigação, incluindo: f) A descrição das causas; g) as ações corretivas e preventivas.	Obs.: A continuidade do texto dessa justificativa será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. TEXTO INCLUÍDO POR LUCIENE A PARTIR DO MATERIAL ENVIADO PELA PETROBRAS: 9.3.2 f) Para melhoria da redação sugerimos retirar menção a causas e nomenclaturas específicas de modo facilitar o atendimento ao item. Muitas vezes se trabalha com hipóteses, e não necessariamente com fatos. O importante é descrever as causas e a relação de causa e efeito dentro da lógica da análise. A demonstração de relação com fatos nem sempre pode ser necessária. A relação de cada fator causal e causa raiz com cronologia traz excesso de informações que em muitos casos não são necessárias ao relatório, ainda mais em eventos simples e em curto espaço de tempo. A revisitação deste item é fundamental para que não se gere requisitos que não vão se traduzir em incrementos na segurança, ao contrário, podem gerar trabalho adicional que torna o	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	f) A palavra "relação" das causas-raiz e fatores causais com a cronologia dos fatos pode ser interpretada como um requisito adicional na investigação. Entendemos que é importante mostrar que o resultado da investigação é logicamente consistente e compatível com os fatos conhecidos. g) Embora não conste das definições do apêndice D, o termo recomendação está definido na Resolução ANP nº 882/2022, como "proposição que tenha por finalidade desenvolver, modificar ou aprimorar sistemas de gestão, de forma a evitar a recorrência ou minimizar a probabilidade de ocorrência de incidentes semelhantes".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	9.4.1 Executar as investigações de Incidentes de acordo com os procedimentos estabelecidos de forma a identificar as causas que, se tratadas, permitam evitar a reincidência do incidente ou eventos semelhantes.	9.4.1 Melhoria da redação retirando a menção a causas e nomenclaturas específicas, para facilitar o atendimento ao item, inclusive na questão de todos os fatores causais e causas raiz. A investigação pode determinar Fatores Causais e Causas Raiz que se tratados sejam suficientes para eliminar a repetição do incidente. A palavra “todos” deveria ser retirada pois seu uso traz uma visão de algo que depende de interpretação, nesse caso, dos fiscais que consultem a investigação e tenham pensamentos diferentes sem ter participado da análise. E isso expõe a investigação a essas interpretações. Como em estudos de risco, ao se mencionar a identificação de "todos" os riscos. Investigar é um trabalho multidisciplinar, onde a equipe identifica causas e propõe ações para essas causas. Se o trabalho for consistente, as ações bloqueiam as causas. A relação deve ser de causa e efeito, e o que foi analisado e formulado de hipóteses ou explicações compõe o trabalho e permitem entender o que ocorreu e atuar preventivamente. Outra equipe com outras pessoas vai ter uma visão	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Causas-raiz e Fatores causais são definidos na Resolução ANP nº 882/2022 e sua utilização é importante para tornar a leitura do texto mais precisa, além de promover a difusão dos termos, uniformizando o entendimento da Indústria. Com relação ao uso da palavra "todos", entende-se que sua retirada não traz prejuízo ao texto, assim como adicionar a relação com o objetivo proposta.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 9	9.4.2 Dimensionar e selecionar a composição da equipe de investigadores de forma compatível com a complexidade do Incidente, considerando o conhecimento na ferramenta de investigação e na atividade relacionada ao incidente.	9.4.2 Conforme CCPS ("Guidelines for Investigating Process Safety Incidentes"), a metodologia de investigação é uma combinação de ferramentas aplicadas no processo de investigação. O termo "técnica" está mais relacionado ao domínio individual dos profissionais que utilizam as ferramentas.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Substituído por termo mais abrangente apresentado na sugestão.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 9	9.4.4 O operador da instalação deve formular plano de ação para implementação das ações oriundas da investigação, com prazos compatíveis com a complexidade das ações e riscos envolvidos.	9.4.4 Plano de ação já foi abordado na RA882 e foi eliminado após audiência pública. Não é atribuição da equipe de investigação estabelecer um plano de ação para implementação das recomendações oriundas da investigação, com prazos compatíveis com a complexidade das ações e riscos envolvidos. Esta atribuição é do operador da instalação. Solicitamos revisitar o item para que fique claro que equipe de investigação não cria plano de ação. O termo recomendações não é utilizado no regulamento, que só define ações corretivas e preventivas no apêndice D.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De fato, não é intenção estabelecer a atribuicão à equipe responsável pela investigação de elaborar os planos de ação para implementação das recomendações. Cabe ao Operador determinar a quem cabe tal atribuição. No processo de revisão da resolução de comunicação de incidentes (48610.009186/2017-67),este item foi excluído do conteúdo mínimo do relatório de investigação, ressalvando-se, contudo, a hipótese de que outros dispositivos de regulamentação de segurança poderiam estabelecer a obrigatoriedade de elaboração de planos de ação, que é caso deste regulamento. Dessa forma, entende-se que o plano de ações é elaborado após a investigação, com a determinação das recomendações pela equipe de investigação, cabendo destacar o item da seção em que foi inicialmente estruturado.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	9.5 Avaliação sistemática anual de Incidentes 9.5.1 Estabelecer uma avaliação sistemática anual de Incidentes com base no conjunto de ativos do operador, contemplando: a) análise crítica dos incidentes considerando as causas comuns; e b) as abrangências realizadas, conforme critérios de seleção	9.5 A investigação de incidentes é por Operador, conforme o item 9.3 do SGSO atual, e a Agência envia Ofício Circular para os concessionários mencionando o Relatório Anual de Incidentes e os Dados Preventivos, que são por Concessionário e não por Operador. Não fica claro na redação atual o que vai acontecer com esse Relatório Anual, que não é mais mencionado na PG. Sugerimos que seja esclarecido no item como vai funcionar e qual a responsabilidade de Operador ou Concessionário. Alinhar com 9.5.1. 9.5.1 Melhoria da redação e facilitar o atendimento ao item, principalmente ao abordar as abrangências, e não cada recomendação como estava antes e para cada recomendação de todos os incidentes. A parte de avaliação de tendencias não é clara pois não há no regulamento algo que explique o que é essa avaliação. Solicitamos que seja esclarecido o que se quer com avaliação de tendencias. Em adição a isso, pedimos que reconsiderem a questão das análises	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Não está sendo previsto o envio do Relatório Anual de Incidentes, mantendo-se a necessidade de se avaliar anualmente os dados por meio dessa avaliação sistemática proposta. Assim, sua comprovação poderá ser verificada em auditorias. Caberá ao Operador do Contrato de E&P a decisão sobre a metodologia de análise de recorrências. O objetivo é aprender com os incidentes, conforme título da prática de gestão nº 9, e este aprendizado precisa ser internalizado corporativamente. Similarmente, espera-se que o Operador realize análise de abrangência a partir das recomendações identificadas, de forma que seja realizada nas instalações que possuem semelhança com aquela onde o evento ocorreu.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 9	9.5.2 Implementar sistemática de verificação da eficácia das Ações Corretivas e Preventivas de incidentes, conforme critérios de seleção.	9.5.2 Do jeito como a redação está, é para aplicar para todos os incidentes, o que é algo de volume também gigante. Ter sistemática de verificação de eficácia é viável quando feita para alguns incidentes selecionados, muitas vezes, isso se baseia em risco. Solicitamos a reavaliação do item para que esta verificação de eficácia se aplique a alguns incidentes que sejam selecionados. Além disso, entendemos ser válido explicar de forma clara o que se quer ou se entende por verificação de eficácia, ou mesmo eficácia. Ela é mencionada em alguns pontos do regulamento, não apenas na PG9, e não está claro o que o Regulador deseja. Pedimos que a redação seja revisada de forma a esclarecer o item. Por exemplo, a ANP deseja que seja feita a avaliação de eficácia de ações de todos os eventos ?	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	As ações corretivas e preventivas se relacionam à avaliação sistemática que, por sua vez, já incorporou critérios de seleção.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	9.6.1 Estabelecer sistemática de emissão e divulgação de Alertas de Segurança.	9.6.1 Simplificar o item e retirar o termo "partes interessadas" e "fatos" que são genéricos e geram interpretação dúbia. A Operadora não quer banalizar este tipo de comunicado, que quando é feito, é para ter impacto e relevância, mas deve ser assertivo. A quantidade de fatos em um incidente também pode ser grande, e nem sempre são relevantes de divulgação. Ao se resumir, são retirados fatos para facilitar a divulgação. Pedimos a reavaliação do item. A ANP deseja que os alertas tenham as lições aprendidas ? Isso não é citado nas definições do apêndice D6. Pedimos a revisitação deste item e do apêndice também.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Alterou-se item a fim de simplificar e dirimir várias interpretações conforme proposição do contribuinte. "As lições aprendidas" estará embutido na definição D.6 de Alertas de segruança.	Acatar

Prática de Gestão nº 9	9.6.2 Estabelecer meios para obter Alertas de Segurança de outras empresas, instituições ou órgãos governamentais, quando vem das Agências Reguladoras	9.6.2 Essa atribuição de divulgação entre empresas, não deve ser do Operador da Instalação e sim da Agência ou do IBP. Já fazemos essa tratativa quando vem da Agência. Isso é um requisito bem intrusivo e que gerar uma questão difícil de interface com outras empresas que não necessariamente se tem contato. Saber quem gerou, quando, como, de que forma obter ou enviar, são questões que os Operadores conversaram e entenderam que não seria adequado. Um dos papeis das instituições e reguladores envolveria justamente dar esse apoio. Pedimos a reconsideração deste item, principalmente no que tange "outras empresas". Não deveria a ANP ou o IBP obter esses alertas e fazer a distribuição as operadoras ? Essa seria mesmo uma atribuição das operadoras - obter os alertas de maneira geral ?	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O objetivo do requisito é estimular que as operadoras, de forma colaborativa, se articulem (criem meios) para obter os Alertas de Segurança, trocando informações entre si e por meio, principalmente, de suas associações, de modo a incorporar as lições aprendidas com incidentes em seu sistema de gestão de segurança operacional, conforme desafio do Relatório Anual de Segurança Operacional da ANP de 2020, 2021 e 2022.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.1.1 Apresentar sistemática que demonstre a conversão do aprendizado com incidentes em aprimoramentos da gestão de Segurança Operacional, de forma a compreender suas causas e prevenir incidentes, através da apresentação de metodologia para investigação, análise e divulgação das lições aprendidas com os incidentes.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Entende-se que o item como objetivo está suficiente. A aplicação de metodologia e sistemática de investigação, análise e divulgação das lições aprendidas com os incidentes estarão contemplados no corpo da prática.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.2.1 Estabelecer procedimentos para registro, classificação por dano, categorização por tipo, implementação de ações e divulgação de Incidentes.	9.2.1. O termo recomendações não é utilizado no regulamento, que só define ações corretivas e preventivas no apendice D.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Embora não conste das definições do apêndice D, o termo recomendação está definido na Resolução ANP nº 882/2022, como "proposição que tenha por finalidade desenvolver, modificar ou aprimorar sistemas de gestão, de forma a evitar a recorrência ou minimizar a probabilidade de ocorrência de incidentes semelhantes".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	9.3.1 c) critérios para a preservação de evidências físicas, acesso da equipe de investigação a dados relativos a documentação técnica, incluindo, os registros dos sistemas de supervisão e controle, quando aplicável. 9.3.1 e) os critérios que indiquem se a investigação deve ser conduzida por terceira parte, se aplicável ou quando identificada necessidade de complementação por competências de fora da empresa.	9.3.1 c) (Melhora da redação incluindo a questão do acesso da equipe de investigação.)	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	c) De acordo com a sugestão. e) Considerando o § 5º do Art. 8º da Resolução ANP nº 882/2022, a ANP poderá exigir a apresentação de relatório de investigação elaborado por terceira parte. Além disso, a critério do Operador, poderá ser tomada a decisão de contratar consultoria ou de incluir membros de outras instalações para compor a comissão de investigação de incidente. A identificação prévia de quais situações em que se verifica essa necessidade tem por objetivo assegurar maior celeridade nas ações de investigações diante da ocorrência.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 9	9.3.2 d) a ferramenta de investigação utilizada 9.3.2 f) os Fatores Causais e as Causas Raiz 9.3.2 g) as ações corretivas e preventivas.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	d) Substituído por termo mais abrangente que o apresentado na sugestão. f) A palavra "relação" das causas-raiz e fatores causais com a cronologia dos fatos pode ser interpretada como um requisito adicional na investigação. Entendemos que é importante mostrar que o resultado da investigação é logicamente consistente e compatível com os fatos conhecidos. g) Embora não conste das definições do apêndice D, o termo recomendação está definido na Resolução ANP nº 882/2022, como "proposição que tenha por finalidade desenvolver, modificar ou aprimorar sistemas de gestão, de forma a evitar a recorrência ou minimizar a probabilidade de ocorrência de incidentes semelhantes".	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 9	9.4.1 Executar as investigações de Incidentes de acordo com os procedimentos estabelecidos de forma a identificar as causas que, se tratadas, permitam evitar a reincidência do incidente ou eventos semelhantes.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Causas-raiz e Fatores causais são definidos na Resolução ANP nº 882/2022 e sua utilização é importante para tornar a leitura do texto mais precisa, além de promover a difusão dos termos, uniformizando o entendimento da Indústria. Com relação ao uso da palavra "todos", entende-se que sua retirada não traz prejuízo ao texto, assim como adicionar a relação com o objetivo proposta.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 9	9.4.2 Dimensionar e selecionar a composição da equipe de investigadores de forma compatível com a complexidade do Incidente, considerando o conhecimento na ferramenta de investigação e na atividade relacionada ao incidente.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Substituído por termo mais abrangente apresentado na sugestão.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 9	9.4.4 Formular plano de ação para implementação das ações oriundas da investigação, com prazos compatíveis com a complexidade destas ações e dos riscos envolvidos.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O termo recomendação está definido na Resolução ANP nº 882/2022, como "proposição que tenha por finalidade desenvolver, modificar ou aprimorar sistemas de gestão, de forma a evitar a recorrência ou minimizar a probabilidade de ocorrência de incidentes semelhantes".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.5.1 a) análise crítica dos incidentes considerando as causas comuns; e b) as abrangências realizadas.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Caberá ao Operador do Contrato de E&P a decisão sobre a metodologia de análise de recorrências. O objetivo é aprender com os incidentes, conforme título da prática de gestão nº 9, e este aprendizado precisa ser internalizado corporativamente. Similarmente, espera-se que o Operador realize análise de abrangência a partir das recomendações identificadas, de forma que seja realizada nas instalações que possuem semelhança com aquela onde o evento ocorreu.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 9	9.5.2 Implementar rotina sistemática de verificação da eficácia das Ações Corretivas e Preventivas de incidentes.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	As ações corretivas e preventivas já se relacionam à avaliação sistemática.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.6.1 Estabelecer sistema de emissão e divulgação de Alertas de Segurança.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Alterou-se item a fim de simplificar e dirimir várias interpretações conforme proposição do contribuinte. "As lições aprendidas" estará embutido na definição D.6 de Alertas de segruança.	Acatar
Prática de Gestão nº 9	9.6.2 Estabelecer meios para obter Alertas de Segurança das empresas que possuem parcerias de negócio e/ou acordo de cooperação, instituições e órgãos governamentais.	As demais sugestões são no sentido de trazer maior clareza aos requisitos e aderência às boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O objetivo do requisito é estimular que as operadoras, de forma colaborativa, se articulem (criem meios) para obter os Alertas de Segurança, trocando informações entre si e por meio, principalmente, de suas associações, de modo a incorporar as lições aprendidas com incidentes em seu sistema de gestão de segurança operacional, conforme desafio do Relatório Anual de Segurança Operacional da ANP de 2020, 2021 e 2022.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 9	Alterar redação do item 9.5.1 para: “9.5.1 Estabelecer a avaliação sistemática anual de Incidentes com base no conjunto de ativos do operador, considerando: a) a avaliação de recorrências e causas comuns indicadas nos relatórios de investigação;”	Sobre o item 9.5.1: Sugere-se uma alteração da redação do requerimento para que a avaliação sistemática considere as recorrências de incidentes registrados. O termo “tendência de ocorrências”, quando referido a incidentes, não seria o mais adequado a ser utilizado em um sistema de gerenciamento de segurança operacional. Entende-se que a avaliação sistemática anual, considerando recorrências e causas comuns, propiciará uma identificação de situações favoráveis à ocorrência de novos incidentes e permitirá atuar de forma holística na prevenção.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Caberá ao Operador do Contrato de E&P a decisão sobre a metodologia de análise de recorrências. O objetivo é aprender com os incidentes, conforme título da prática de gestão nº 9, e este aprendizado precisa ser internalizado corporativamente. Similarmente, espera-se que o Operador realize análise de abrangência a partir das recomendações identificadas, de forma que seja realizada nas instalações que possuem semelhança com aquela onde o evento ocorreu.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 9	Remoção do item 9.6.2.	Sobre o item 9.6.2: A ABPIP considera que devido ao sigilo de informações estes dados não estariam disponíveis para os demais operadores e no caso dos alertas de segurança a ANP já disponibiliza este conteúdo não sendo necessário redobrar os esforços por parte do operador.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O objetivo do requisito é estimular que as operadoras, de forma colaborativa, se articulem (criem meios) para obter os Alertas de Segurança, trocando informações entre si e por meio, principalmente, de suas associações, de modo a incorporar as lições aprendidas com incidentes em seu sistema de gestão de segurança operacional, conforme desafio do Relatório Anual de Segurança Operacional da ANP de 2020, 2021 e 2022.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.4.3 Descomissionar dutos, tubulações, equipamentos, sistemas e abandonar os poços que estejam sem planejamento de retorno à operação e sem monitoramento a mais de 3 anos.	10.4.3 O grupo entende que o poço que se encontra com rotina ativa de gerenciamento de integridade não está obrigado ao descomissionamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A Resolução de 817 tem uma definição ampla do que é descomissionamento, e possui prazos para o que deve ser submetido em PDIs. Dessa forma, sugerimos alterar o texto não citar o "descomissionamento", mas remover instalações e abandonar poço (desativar). O gerenciamento de integridade é exigido para equipamentos/sistemas operacionais. Um duto fora de operação ou um equipamento elétrico deve ser isolado (isolamento eletrico, mecanico, como for o caso). Não é ideal limitar período de tempo conforme sugestão do proponente, pois depende de cada operador. Nesse sentido, para orientar o gerenciamento de riscos de instalações 'desativadas', proponhe-se a alteração de texto.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 11: 10.4.2 Avaliar periodicamente a capacidade e desempenho dos meios de detecção ou monitoramento com base nas informações atuais, nas melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível NA ÉPOCA DO PROJETO.	Justificativa 11: Ressaltar que as “melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível” fica restrita à época do projeto. Em função do atual avanço acelerado e exponencial da tecnologia, os projetos podem não mais representar as “melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível” logo após a entrada em operação das instalações.	Roberval Bulgarelli	O operador de contrato de E&P deve projetar, instalar, operar e manter os ativos de modo a garantir, a qualquer tempo, operações seguras e sustentáveis. No caso de os meios de detecção e monitoramento estejam indisponíveis ou sem confiabilidade, o operador deverá adequá-lo (alterar ou substituí-lo) conforme o risco e a complexidade operacional, com base nas melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.4.2Excluir.	10.4.2 Os meios de detecção e/ou monitoramento são definidos na fase de Projeto com base nas melhores práticas e padrões da indústria na época do Projeto, e não necessariamente, a atualização das melhores práticas aplica-se à fase de Operação. Solicitamos esclarecer para entender quais meios de detecção/monitoramento o item se refere. Um novo padrão ou tecnologia pode apresentar um resultado superior, mas não é justificável a atualização de todas as unidades a todo momento. Desta forma, sugerimos a exclusão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item trata de avaliar periodicamente o desempenho e eficiência dos meios de detecção e monitoramento. Por exemplo, para dutos terrestres, o sistema de deteção de vazamento deve ser sistematicamente avaliado, seu desempenho, e se existe no mercado outro que seja melhor, aplicável a instalação, acessível ($$) x eficiente. Para os sistemas submarinos, aplica-se o monitoramento diversos dos risers (torção, camaras, fibra ótica, visual, etc), estas ferramentas foram desenvolvidas ao longo dos anos, e que mesmo não existentes à época do projeto, podem ser utilizadas no cenário atual. Proveu-se uma melhoria no texto a fim de esclarecer.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10		10.4.2 Detecção e Monitoramento de que? Anomalias? Perdas de contenção? Desvios de Parâmetros? Se o foco for ECSO, já existe uma abordagem mais completa no PG-11. Seria a aplicação do autodiagnóstico / auditoria de barreias previsto na NT04/2022?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O item trata de avaliar periodicamente o desempenho e eficiência dos meios de detecção e monitoramento. Por exemplo, para dutos terrestres, o sistema de deteção de vazamento deve ser sistematicamente avaliado, seu desempenho, e se existe no mercado outro que seja melhor, aplicável a instalação, acessível ($$) x eficiente. Para os sistemas submarinos, aplica-se o monitoramento diversos dos risers (torção, camaras, fibra ótica, visual, etc), estas ferramentas foram desenvolvidas ao longo dos anos, e que mesmo não existentes à época do projeto, podem ser utilizadas no cenário atual.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	Remover o requisito 10.4.2.	- requisito 10.4.2 - A preocupação com relação a este item é a capacidade da indústria de absorver esta demanda. Os meios de detecção e/ou monitoramento são definidos na fase de Projeto com base nas melhores práticas e padrões da indústria na época do Projeto, e não necessariamente, a atualização das melhores práticas aplica-se à fase de Operação. É necessário esclarecimento da Agência para entender quais meios de detecção/monitoramento o item se refere e se é esperado que haja adequação à melhores práticas ou apenas a novos padrões da indústria. Da mesma forma, um novo padrão ou tecnologia pode apresentar um resultado superior, mas não é justificável a atualização de todas as unidades a todo momento. Desta forma, sugerimos a supressão do requisito e que a adoção de novos padrões como API RP 14C e ISA 84.00.07 sejam aplicados pela ANP na forma de Alertas de Segurança, nos termos do requisito 9.6 da prática de gestão nº 9. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios do	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	O item trata de avaliar periodicamente o desempenho e eficiência dos meios de detecção e monitoramento. Por exemplo, para dutos terrestres, o sistema de deteção de vazamento deve ser sistematicamente avaliado, seu desempenho, e se existe no mercado outro que seja melhor, aplicável a instalação, acessível ($$) x eficiente. Para os sistemas submarinos, aplica-se o monitoramento diversos dos risers (torção, camaras, fibra ótica, visual, etc), estas ferramentas foram desenvolvidas ao longo dos anos, e que mesmo não existentes à época do projeto, podem ser utilizadas no cenário atual.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	Alterar a redação do texto do item 10.4.3 para: “Descomissionar dutos, tubulações, equipamentos, sistemas e abandonar os poços que estejam sem planejamento de retorno à operação e sem gerenciamento ou preservação de integridade.”	Sobre o item 10.4.3: O intuito da revisão é formalizar que a prática de preservação de integridade permite um planejamento estratégico sem necessidade de um gerenciamento ativo de integridade ou descomissionamento imediato de estruturas. Como exemplo prático, muitas vezes instalações submarinas (dutos e equipamentos) são desativadas por questões operacionais ou por interesse econômico. Durante a desativação, as linhas são desconectadas, limpas, purgadas, e preenchidas com água e aditivos, por exemplo, a fim de preservar de sua integridade para futuro reuso ou descomissionamento. Estas ações permitem que os operadores mantenham as linhas íntegras para um futuro descomissionamento sem um gerenciamento ativo de integridade. Este tipo de prática, inclusive, está previsto em regulações internacionais, como por exemplo a norma americana “49 CFR 192.727 -- Abandonment or deactivation of	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O termo "gerenciamento da integridade" representa ações realizadas a fim de preservar e manter a integridade do ativo. Assim, o termo "preservação" já faz parte do entendimento do item.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.5.1 Para a reutilização de partes e conversão do uso de instalações marítimas é necessário o atendimento as Práticas de Gestão 12 e 16 deste regulamento. O operador deve considerar os padrões, os códigos, as normas e outras melhores práticas da indústria, as recomendações de fabricante e a obsolescência dos equipamentos.	10.5.1 O grupo entende que o processo de aplicação da PG 16 + PG 12 (gestão de Mudanças + Análise de Riscos) já atendem as exigências.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	10.5.1 A conversão de instalações ou de parte dela foi identificada como um processo cujo gerenciamento inadequado contribuiu para uma série de grandes acidentes. Portanto, o gerenciamento da conversão de uso da instalação deve considerar a implementação de regras e procedimentos para compatibilizar sistemas originais com as alterações de projeto, de modo a garantir a segurança operacional e a proteção ambiental. O Operador de Contrato é responsável por estabelecer seus critérios e procedimentos, conforme o regulamento técnico do SGSO e as melhores práticas da indústria. Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo, a opção é por não detalhar no requisito o que deverá ser feito para atendê-lo. Se trata não somente da PG 12, e da PG 16, mas também PG13, e outros requisitos que estão prescritos no projeto.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.6.1 Estabelecer avaliação periódica e sistemática dos Elementos Críticos de Segurança Operacional que são considerados nas metodologias de avaliação de vida útil e extensão da vida útil.	10.6.1 Entendemos que não é necessário estabelecer detalhadamente os aspectos a serem considerados, uma vez que, estes aspectos devem ser avaliados pelo operador conforme a sua metodologia própria.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	10.6.1 A metodologia de avaliação de extensão de vida útil é própria do Operador. No entanto, para que os riscos relacionados ao envelhecimento sejam controlados, é preciso que, no mínimo, sejam considerados os aspectos de degradação do material, de obsolescência e as questões tecnológicas e organizacionais. Trata-se de adequação as melhores práticas da indústria, conforme referências citadas na Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 1: CAPÍTULO 3 – INSTALAÇÕES E TECNOLOGIA Prática de Gestão nº 10: Ciclo Total de Vida das Instalações	Justificativa 1: Atualização do texto, melhor descrevendo, de forma mais completa e abrangente, as atividades ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P. Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já abrange a vida total da instalação, ficando redundante a inserção conforme proposto.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	Contribuição 2: 10.1.1 Garantir condições necessárias para que a Instalação seja devidamente projetada, construída, comissionada, inspecionada inicialmente, operada, inspecionada periodicamente, mantida, reparada, recuperada e descomissionada, de maneira apropriada para o requerido uso, desempenho e disponibilidade, durante o seu CICLO TOTAL DE VIDA.	Justificativa 2: Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P. Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já abrange a vida total da instalação, ficando redundante a inserção conforme proposto.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 3: 10.2.1.2 Estabelecer meios de alteração de projeto quando da identificação, durante as fases do seu CICLO TOTAL DE VIDA, ...	Justificativa 3: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já abrange a vida total da instalação, ficando redundante a inserção conforme proposto.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 4: 10.2.1.3 b) interfaces HUMANO-MÁQUINA que considerem os Fatores Humanos ...	Justificativa 4: Evitar eventuais problemas relacionados com a ideologia de gênero	Roberval Bulgarelli	O termo utilizado no item 10.2.1.3 "interface homem-máquina (IHM)" é o usualmente conhecido.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	Contribuição 5: 10.2.2 Dimensionar sistemas de detecção e monitoramento de vazamento conforme o risco e a complexidade operacional, e com base em normas técnicas, códigos, padrões e melhores práticas da indústria e na tecnologia DISPONÍVEL NA ÉPOCA DE ELABORAÇÃO DO PROJETO DAS INSTALAÇÕES.	Justificativa 5: Em função do atual avanço acelerado e exponencial da tecnologia, os sistemas de supervisão e controle se tornam obsoletos em curto período, da ordem de alguns anos, e podem não mais representar as “melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível” logo após a entrada em operação das instalações. A obsolescência pode apresentar o risco de tornar os sistema indisponíveis, com baixa confiabilidade, em função de falta de fabricação ou disponibilidade de sobressalentes obsoletos e por falta de pessoal experiente inclusive por parte dos próprios fabricantes. Fica a sugestão de incluir, na atual atualização do SGSO, requisitos específicos sobre a GESTÃO DA OBSOLESCÊNCIA, por parte dos Operadores de E&P.	Roberval Bulgarelli	O assunto proposto de "obsolecência" é tratado na letra (b) do item 10.6.1 (Envelhecimento e extensão de vida útil) do regulamento. A justificativa de alteraçao sugerida pelo proponente está alinhada ao item original em que caso o sistema esteja indisponível e sem confiabilidade, o operador deverá adequá-lo (alterar ou substituí-lo) conforme o risco e a complexidade operacional, com base nas melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 6: 10.3 Construção, montagem, COMISSIONAMENTO e INSPEÇÃO INICIAL	Justificativa 6: Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços aplicáveis que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	No texto do regulamento entende-se que as atividades citadas pelo proponente já estão contempladas na fase de construção ou operação, não necessitando serem discriminadas na PG 10. Nos apêndices, são detalhadas as especificidades para cada tipo de instalação por fase do ciclo de vida.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 7: 10.3.1 Estabelecer procedimentos para a construção, montagem, comissionamento e inspeção inicial, bem como para a transferência da Instalação para a fase de operação, inspeções periódicas, manutenção, reparo e recuperação.	Justificativa 7: Texto atualizado e complementado de forma a melhor expressar todas as atividades, tarefas ou serviços aplicáveis que compõe o CICLO TOTAL DE VIDA das instalações de E&P.	Roberval Bulgarelli	No texto do regulamento entende-se que as atividades citadas pelo proponente já estão contempladas na fase de operação, não necessitando serem discriminadas na PG 10. Nos apêndices, são detalhadas as especificidades para cada tipo de instalação por fase do ciclo de vida.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.1.1 Garantir condições necessárias para que a Instalação seja projetada, construída, comissionada, operada e descomissionada de maneira segura para o requerido uso, com desempenho e disponibilidade, durante todo seu ciclo de vida.	Título: Explicitar que trata-se do ciclo de vida da instalação, em alinhamento com o titulo superior do Capítulo 3 10.1.1 Aumentar o entendimento de que os critérios aqui definidos são voltados para a gestão de segurança operacional. A segunda sugestão visa esclarecer que se trata do ciclo de vida daquela instalação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A segunda parte da sugestão proposta não traz acrecímos por o regulamento já preceituar sobre segurança operacional, e portanto, deverá estar apropriado em termos de segurança durante todo o ciclo de vida.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 8: 10.3.1.2 Estabelecer critérios para limitar atividades de comissionamento, concomitantes com as fases de operação, INSPEÇÕES PERIÓDICAS, MANUTENÇÃO PREVENTIVA, MANUTENÇÃO PREDITIVA, REPARO, REVISÃO e RECUPERAÇÃO.	Justificativa 8: Devem ser descritas as atividades e os serviços que são executados durante a fase de "OPERAÇÃO" das Instalações, incluindo: inspeções periódicas, manutenção preventiva, manutenção preditiva, reparo e recuperação dos equipamentos e instalações, ao longo do seu ciclo total de vida.	Roberval Bulgarelli	No texto do regulamento entende-se que as atividades citadas pelo proponente já estão contempladas na fase de operação, não necessitando serem discriminadas na PG 10. Nos apêndices, são detalhadas as especificidades para cada tipo de instalação por fase do ciclo de vida.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.2.1 Estabelecer requisitos, manuais ou procedimentos alinhados às melhores práticas da indústria e normas aplicáveis para o desenvolvimento do projeto da Instalação, incluindo: ... d) a definição das premissas para o Descomissionamento e reaproveitamento para outros usos, com base nas melhores tecnologias disponíveis na fase de projeto da Instalação.	10.2.1 O projeto não estabelece as normas, mas as aplica e estabelece requisitos, manuais e procedimentos alinhados as normas e melhores práticas da indústria. d) Na fase de projetos não seria adequada/aplicável a definição de soluções técnicas para uma instalação que será descomissionada algumas décadas após o início da operação. É possível apenas definir as premissas para o descomissionamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Na fase de projeto, os manuais ou os procedimentos alinhados às melhores práticas da indústria deverão prever a aplicação de metodologia baseada em risco para avaliar e apoiar a tomada de decisão quanto às possíveis soluções de projeto. Trata-se de um alinhamento com os preceitos de projeto inerentemente mais seguro. Propõe-se também para a fase de projeto que já seja definida solução técnica para o descomissionamento, com base nas tecnologias disponíveis ao tempo do projeto, garantindo sua viabilidade e prontidão para execução quando necessário. Alterou-se para deixar mais aderente ao próposito.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 10	10.2.1.3 Projetar sistema de supervisão e controle para manter os parâmetros dentro dos limites operacionais e prever alarmes suficientes para habilitar a intervenção humana, implementando: c) procedimentos de segurança e mecanismos de controle e monitoramento locais que permitam identificação de anormalidade, para variáveis operacionais em que não é possível ter acompanhamento em sistema supervisório.	10.2.1.3 O conceito de "dimensionar" remete a determinação de dimensões, medidas e proporções. Quando utilizamos o "projetar" alinha-se melhor com o objetivo da PG em questão. C) Deixar claro que o foco são os procedimentos de segurança que dependam de monitoramento local de variável operacional.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	10.2.1.3 - acatador e (c) não acatar	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 10	10.2.1.4 Projetar sistemas instrumentados de segurança e de proteção física, para prevenir ou mitigar consequências de operação fora dos limites operacionais de forma independente do sistema de controle.	10.2.1.4 i) o conceito de "dimensionar" remete a determinação de dimensões, medidas e proporções. Quando utilizamos o "projetar" alinha-se melhor com o objetivo da PG em questão. ii) substituir o sistema de supervisão e controle para “sistema de controle”. A camada de supervisão pode e deve permitir o monitoramento de todas as variáveis, independentemente de sua fonte (segurança ou controle). Não há falha comum.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	i) acatar ii) não acatar	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 10	10.2.2 Projetar sistemas de detecção e monitoramento de vazamento conforme o risco e a complexidade operacional, e com base nas melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível.	10.2.2 O conceito de "dimensionar" remete a determinação de dimensões, medidas e proporções. Quando utilizamos o "projetar" alinha-se melhor com o objetivo da PG em questão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo "dimensionar" significa avaliar, estimar, determinar, verificar e mensurar o sistema de supervisão e controle. Assim, considera-se ambos adequados.	Acatar

Prática de Gestão nº 10	Contribuição 9: 10.3.2 Emitir relatórios de comissionamento e relatórios de inspeções iniciais detalhadas, antes do início da operação, certificando que a construção, especificação, montagem, calibração e testes de funcionalidade estão de acordo com os critérios de projeto.	Justificativa 9: Antes da entrada em operação os equipamentos e instalações não devem ser somente comissionado, mas também submetidos a serviços de inspeções detalhadas, de acordo com as respectivas normas técnicas aplicáveis. Por exemplo, os equipamentos e instalações de instrumentação, automação, telecomunicações e elétricas "Ex", instaladas em atmosferas explosivas, antes de entrarem em operação, devem não somente ser COMISSIONADAS, de acordo com os requisitos da Norma ABNT NBR IEC 60079-14 (Projeto e montagem de instalações "Ex"), mas devem também ser INSPECIONADAS de forma DETALHADA, de acordo com os requisitos da Norma ABNT NBR IEC 60079-17 (Inspeção e manutenção "Ex").	Roberval Bulgarelli	O atestado de comissionamento emitido antes da transferência para a fase operacional se destina a certificar que a construção, especificação, montagem, calibração e testes de funcionalidade estão de acordo com o estabelecido em projeto, ou seja, com os critérios, especificações, normas e códigos de projeto. No caso a Norma ABNT NBR IEC 60079 sendo obrigatória no projeto entrará no rol de referências e avaliações para emissão do atestado de comissionamento. Desse modo, a prescrição não se faz necessária no regulamento.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Contribuição 10: 10.4 Operação, inspeções periódicas, manutenção, reparo e recuperação	Justificativa 10: Devem ser descritas as atividades e os serviços que são executados durante a fase de "OPERAÇÃO" das Instalações, incluindo: inspeções periódicas, manutenção preventiva, manutenção preditiva, reparo e recuperação dos equipamentos e instalações, ao longo do seu ciclo total de vida.	Roberval Bulgarelli	No texto do regulamento considera-se que as atividades citadas pelo proponente já estão contempladas na fase de operação, no âmbito do gerenciamento da integridade.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.6 Envelhecimento e extensão de vida útil b) obsolescência, inclusive sob os aspectos de riscos digitais e tecnológicos	Em função do atual avanço acelerado e exponencial da tecnologia, os sistemas de supervisão e controle se tornam obsoletos em curto período, da ordem de alguns anos, e podem não mais representar as “melhores práticas da indústria e na tecnologia disponível” logo após a entrada em operação das instalações. A obsolescência pode apresentar o risco de tornar os sistema indisponíveis, com baixa confiabilidade, em função de falta de fabricação ou disponibilidade de sobressalentes obsoletos e por falta de pessoal experiente inclusive por parte dos próprios fabricantes. Fica a sugestão de incluir, na atual atualização do SGSO, requisitos específicos sobre a GESTÃO DA OBSOLESCÊNCIA, por parte dos Operadores de E&P.	Roberval Bulgarelli	O assunto proposto de "obsolecência" é tratado na letra (b) do item 10.6.1 e item 10.6.2(Envelhecimento e extensão de vida útil) do regulamento. Para que seja estendido a vida útil do equipamento ou instalação, é necessário uma avaliação que considere: 1) as informações atuais do equipamento/instalação, 2) as melhores práticas da indústria e tecnologia disponível, 3) o risco e a complexidade operacional, e 4} as premissas de projeto. Desta forma, os riscos digitais já estão considerados englobados na letra (c) do item 10.6.2.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.4.1 Garantir que a Instalação esteja operando de forma segura, alinhado com a PG-15, dentro dos limites operacionais e requisitos previstos no projeto.	10.4.1 Melhorar o entendimento da prática e o alinhamento com a PG-15	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Melhorias no texto para esclarecer o objetivo do item.	Acatar
Prática de Gestão nº 10	Inserir 10.1.2: Para sondas e unidades de intervenção contratadas, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido de contrato com o Operador de E&P (pré-operação e operação).	Inserir 10.1.2: Para sondas e unidades de intervenção cujo projeto e construção não foi executado para um campo específico, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido em contrato, não sendo aplicáveis as fases de projeto, construção, conversão de uso e descomissionamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que independente do contrato ou campo de atuação das sondas ou unidades de intervenção, a instalação deve ser projetada, construída, comissionada, operada e descomissionada de maneira apropriada para o requerido uso e de forma segurança.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.3.1 Estabelecer procedimentos para construção, montagem ou lançamento, comissionamento e transferência formal da Instalação da fase de projeto para a fase de operação.	10.3.1 Como o texto acabou ficando com a palavra "instalação" duas vezes numa mesma frase, entende-se a primeira palavra "instalação" (operação de instalar dutos/sistemas) foi substituída por montagem. Observar que a palavra "montagem" é muito usual em sistemas de dutos terrestres. Já para sistemas submarinos, o termo instalação ou lançamento é mais usado e apropriado.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O novo regulamento de segurança operacional é aplicável aos ativos integrantes do contrato do E&P conforme preconizado no art. 2° da minuta de resolução. Assim, a terminologia utilizada é a mais adequada e usual para abarcar todas as intalações do E&P. No apêndice C é abordado as especificidades para os sistemas submarinos, inclusive o lançamento.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.3.1.2 Estabelecer critérios para definir atividades de comissionamento concomitantes com a operação e manutenção.	10.3.1.2 A definição de critérios sobre quais as atividades de comissionamento podem/devem ocorrer concomitantemente com operação e manutenção é mais assertiva do que critérios para limitação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Conforme a NT 41/2022, na fase de construção, montagem e comissionamento, destaca-se a necessidade de se estabelecer procedimentos que prevejam a transferência formal da instalação da fase de projeto para a fase de operação e que estabeleçam, conforme recomendação da investigação do acidente com a plataforma P-36 e critérios para limitar atividades de comissionamento concomitantes com a operação e manutenção.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.3.2 Emitir atestados de comissionamento antes do início da operação da instalação marítima de produção, certificando que a construção, especificação, montagem, calibração e testes de funcionalidade estão de acordo com os critérios de projeto.	10.3.2 Melhorar o entendimento do requisito, em especial nos sistemas submarinos, dado que o item C.3.8.3 já determina a emissão de relatório de comissionamento, que apresenta conteúdo mais amplo e detalhado que o atestado. Adicionalmente, a alteração proposta melhora o alinhamento com a redação do Art. 11° da minuta de resolução.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O novo regulamento de segurança operacional é aplicável aos ativos integrantes do contrato do E&P conforme preconizado no art. 2° da minuta de resolução. Assim, a terminologia utilizada é a mais adequada e usual para abarcar todas as intalações do E&P de modo geral no regulamento. No apêndice C é abordado as especificidades para os sistemas submarinos, sendo complementar ao regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.5.1 Estabelecer para os novos projetos critérios e procedimentos para a reutilização de partes e conversão do uso da Instalação, considerando os padrões, os códigos, as normas e outras melhores práticas da indústria, as recomendações de fabricante e a obsolescência dos equipamentos.	10.5.1 Deixar claro que o item 10.5.1 é aplicável para novos projetos. Demais situações na fase de operação são gerenciadas pela sistemática de gestão de Mudanças e/ou Sistema de gestão de manutenção (SAP).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os ativos em operação podem ser tratados na GM, mas deverão abordar o referido item em suas análises.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.7.2 Estabelecer requisitos, manuais ou procedimentos alinhados às normas aplicáveis e melhores práticas da indústria para o desenvolvimento do Descomissionamento da Instalação.	10.7.2 O projeto não estabelece as normas, mas as aplica e estabelece requisitos, manuais e procedimentos alinhados as normas e melhores práticas da indústria. A Desativação e Descomissionamento não estabelecem normas. Suas atividades utilizam normas e estabelece requisitos, manuais e procedimentos	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Optou-se por remover o termo descomissionamento, pois não trata de descomissionamento no âmbito da RANP 817 e acatar a proposta de alteração do proponente a fin de deixar mais claro o item.	Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.1 i) Ausência do termo "SEGURANÇA" no objetivo;		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Acrescido no item 10.1.1	Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.5.2 Documentar e aprovar, nos novos projetos, o processo de reutilização de partes e de conversão do uso da Instalação para operação nas condições atuais.	10.5.2 Deixar claro que o item 10.5.2 é aplicável para novos projetos. Demais situações na fase de operação são gerenciadas pela sistemática de gestão de Mudanças e/ou Sistema de gestão de manutenção (SAP). Obs.: A continuidade do texto dessa justificativa será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. INCLUÍDO POR LUCIENE, A PARTIR DO DOCUMENTO ENVIADO PELA PETROBRAS POR EMAIL:	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os ativos em operação podem ser tratados na GM, mas deverão abordar o referido item em suas análises.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.6.1 Estabelecer na sistemática de vida útil, no mínimo, para os Elementos Críticos de Segurança Operacional, que sejam avaliados os riscos relacionados ao seu envelhecimento quanto aos seguintes aspectos: a) degradação do material; b) obsolescência; e c) questões organizacionais.	Obs.: A continuidade do texto dessa justificativa será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. INCLUÍDO POR LUCIENE, A PARTIR DO DOCUMENTO ENVIADO PELA PETROBRAS POR EMAIL: 10.6.1 Não faz sentido avaliar periodicamente vida útil de elemento crítico que esteja dentro de sua própria vida útil prevista. É esperado (premissa) que o elemento crítico esteja íntegro e operacional durante sua vida útil. O que deve ocorrer neste período é uma avaliação dos riscos considerando as variáveis citadas de a) a c) e não uma avaliação de vida útil diretamente.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	10.6.1 A metodologia de avaliação de extensão de vida útil é própria do Operador. No entanto, para que os riscos relacionados ao envelhecimento sejam controlados, é preciso que, no mínimo, sejam considerados os aspectos de degradação do material, de obsolescência e as questões tecnológicas e organizacionais. Trata-se de adequação as melhores práticas da indústria, conforme referências citadas na Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	Sugestão: 10.2.1.3 Projetar sistema de supervisão e controle para manter os parâmetros...		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O termo "dimensionar" significa avaliar, estimar, determinar, verificar e mensurar o sistema de supervisão e controle. Assim, considera-se ambos adequados.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 10	10.2.1.4 Projetar sistema de instrumentados de segurança e de proteção física...		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O termo "dimensionar" significa avaliar, estimar, determinar, verificar e mensurar o sistema de supervisão e controle. Assim, considera-se ambos adequados.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 10	10.2.2 Projetar sistemas de detecção e monitoramento de vazamento...		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O termo "dimensionar" significa avaliar, estimar, determinar, verificar e mensurar o sistema de supervisão e controle. Assim, considera-se ambos adequados.	Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.7.1 Manter a segurança necessária da Instalação desativada até o seu descomissionamento	10.7.1 Substituir o termo "garantir a integridade da instalação desativada", pois pode ser interpretado de maneira equivocada remetendo exclusivamente a cumprimento de planos de manutenção e inspeção. O necessário é manter os riscos dos sistemas desativados dentro limites aceitáveis.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Substituir a frase "garantir a integridade da instalação desativada", não traz acrécimos pois o intuito é justamente manter a instalação integra e segura e com seus planos ativos até o descomissionamento da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.2.1 Considerar retirar item d	12.2.1 O que é esperado como evidência ao item d? Como prever tão precocemente solução técnica para o descomissionamento? Qual o valor agregado?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	10.2.1 d) É necessário que, ainda na fase de projeto, se avalie a solução técnica para o descomissionamento e se ela se enquadra no fluxo de caixa daquele projeto, mesmo que ao longo da sua execução surjam novas tecnologias ou alternativas. Conforme experiências internacionais, não é plausível que um projeto seja iniciado sem que se tenha uma solução técnica para descomissioná-lo. Conforme a NT 41/2022, na fase de projeto, os manuais, as normas ou os procedimentos alinhados às melhores práticas da indústria deverão prever a aplicação de metodologia baseada em risco para avaliar e apoiar a tomada de decisão quanto às possíveis soluções de projeto. Trata-se de um alinhamento com os preceitos de projeto inerentemente mais seguro. Além disso, os anexos da Resolução ANP nº 17/2015 (Plano de Desenvolvimento) já preveem dispositivo que corroboram esse entendimento. Como exemplo, cita-se o Anexo I: "19.2. Apontar os critérios de projeto adotados que facilitam a futura Desativação das instalações. 19.3. Apresentar a previsão de custo das atividades de Desativação de instalações e Recuperação de Áreas". Para cumprimento da Resolução ANP nº 854/2021 (Garantias financeiras para o descomissionamento), é necessário garantir o valor total correspondente ao custo previsto para o descomissionamento, o que implica conhecer a solução técnica.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.2.1.1 A Operadora identifica e define para seus projetos as "melhores práticas da indústria". Critério do Operador!		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O princípio fundamental do presente regulamento técnico é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.3.1.2 Estabelecer critérios para definir atividades de comissionamento	10.3.1.1 Critérios definidos pelo Operador de E&P. Mudanças na estratégia de CMM precisa passar por GM?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Conforme a NT 41/2022, na fase de construção, montagem e comissionamento, destaca-se a necessidade de se estabelecer procedimentos que prevejam a transferência formal da instalação da fase de projeto para a fase de operação e que estabeleçam, conforme recomendação da investigação do acidente com a plataforma P-36 e critérios para limitar atividades de comissionamento concomitantes com a operação e manutenção.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.6.2 a) critério técnico de aceitação para extensão da vida útil;		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Sugestão é pertinente.	Acatar
Prática de Gestão nº 10		10.4.1.1 Requisito já não estaria contemplado na PG-11?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Não há sugestão de alteração. Neste item do capítulo o objeto é a operação e seus contornos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.6.1 O que seria uma "sistemática de vida útil" considerando que já se faz gestão de ECSO com base na PG-11?		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	10.6.1 A metodologia de avaliação de extensão de vida útil é própria do Operador. No entanto, para que os riscos relacionados ao envelhecimento sejam controlados, é preciso que, no mínimo, sejam considerados os aspectos de degradação do material, de obsolescência e as questões tecnológicas e organizacionais. Trata-se de adequação as melhores práticas da indústria, conforme referências citadas na Nota Técnica nº 41/2022/SSM/ANP-RJ.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.2.1.3 Projetar sistema de supervisão e controle para manter os parâmetros dentro dos limites operacionais e prever alarmes suficientes para habilitar a intervenção humana, implementando:	Maior clareza e aderência às regras e boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O termo "dimensionar" significa avaliar, estimar, determinar, verificar e mensurar o sistema de supervisão e controle. Assim, considera-se ambos adequados.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 10	10.2.1.4 Projetar sistemas instrumentados de segurança e de proteção física, para prevenir ou mitigar consequências de operação fora dos limites operacionais de forma independente do sistema de supervisão e controle.	Maior clareza e aderência às regras e boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O termo "dimensionar" significa avaliar, estimar, determinar, verificar e mensurar o sistema de supervisão e controle. Assim, considera-se ambos adequados.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 10	10.2.2 Projetar sistemas de detecção e monitoramento de vazamento conforme o risco e a complexidade operacional, e com base nos critérios do Operador.	Maior clareza e aderência às regras e boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O termo "dimensionar" significa avaliar, estimar, determinar, verificar e mensurar o sistema de supervisão e controle. Assim, considera-se ambos adequados.	Acatar

Prática de Gestão nº 10	Alterar o texto do requisito 10.2.1 alínea d) para "d) a definição de premissas técnicas para o Descomissionamento e reaproveitamento para outros usos, com base nas melhores tecnologias disponíveis na fase de projeto da Instalação.".	- requisito 10.2.1 - Na fase de projeto é inviável definir soluções técnicas para um descomissionamento planejado para décadas a frente, o qual pode encontrar restrições de mercado, tecnológicas ou até regulatórias que não existiam no momento da concepção da unidade. Um cenário mais realista é a definição de premissas técnicas de como este descomissionamento deve ser executado. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de ALCANÇAVEL e REALIDADE de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	10.2.1 d) É necessário que, ainda na fase de projeto, se avalie a solução técnica para o descomissionamento e se ela se enquadra no fluxo de caixa daquele projeto, mesmo que ao longo da sua execução surjam novas tecnologias ou alternativas. Conforme experiências internacionais, não é plausível que um projeto seja iniciado sem que se tenha uma solução técnica para descomissioná-lo. Conforme a NT 41/2022, na fase de projeto, os manuais, as normas ou os procedimentos alinhados às melhores práticas da indústria deverão prever a aplicação de metodologia baseada em risco para avaliar e apoiar a tomada de decisão quanto às possíveis soluções de projeto. Trata-se de um alinhamento com os preceitos de projeto inerentemente mais seguro. Além disso, os anexos da Resolução ANP nº 17/2015 (Plano de Desenvolvimento) já preveem dispositivo que corroboram esse entendimento. Como exemplo, cita-se o Anexo I: "19.2. Apontar os critérios de projeto adotados que facilitam a futura Desativação das instalações. 19.3. Apresentar a previsão de custo das atividades de Desativação de instalações e Recuperação de Áreas". Para cumprimento da Resolução ANP nº 854/2021 (Garantias financeiras para o descomissionamento), é necessário garantir o valor total correspondente ao custo previsto para o descomissionamento, o que implica conhecer a solução técnica.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.3.1.1 Atender aos padrões, códigos, normas e Critérios definidos pelo Operador de E&P durante a construção, a montagem, o comissionamento, e a transferência formal da Instalação da fase de projeto para a fase de operação.	Maior clareza e aderência às regras e boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O princípio fundamental do presente regulamento técnico é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	10.6.2 a) critério ténico de aceitação para extensão da vida útil;	Maior clareza e aderência às regras e boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Sugestão é pertinente.	Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.3.1.2 Estabelecer critérios para definir atividades de comissionamento concomitantes com a operação e manutenção.	Maior clareza e aderência às regras e boas práticas internacionais.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Conforme a NT 41/2022, na fase de construção, montagem e comissionamento, destaca-se a necessidade de se estabelecer procedimentos que prevejam a transferência formal da instalação da fase de projeto para a fase de operação e que estabeleçam, conforme recomendação da investigação do acidente com a plataforma P-36 e critérios para limitar atividades de comissionamento concomitantes com a operação e manutenção.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 10	10.6.2 As instalações que serão enquadradas no novo SGSO estão relacionadas à diferentes concepções de "modus operandis". Portanto, estabelecer um tempo de vida para uma UPGN por exemplo, é diferente de estabelecer um tempo de vida para um FPSO (no qual já é realidade para as operações offshore). Com isto, para as operações já existentes e terrestres, nas quais este item se torna um novo requisito, entende-se que apenas a garantia das manutenções, inspeções e consequentemente, integridade já seria suficiente para estabelecer a "vida útil" segura. Já para as novas instalações, mesmo as terrestres, já poderia se considerar estas delimitações.	Ter como referência de que este é um item novo para o cenário onshore, com instalações já operantes e antigas como no caso das incorporadas pela Origem Energia. Portanto, a forma de garantir a integridade destas instalações é permanecer executando as manutenções e inspeções em consonância com os requisitos técnicos e legais aplicáveis.	Adelci Almeida de Mello Junior / Origem Energia S.A.	O propontente não fez sugestão de alteração, mas sim um comentário.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	<adicionar> 10.4.2.1 Implantar sistema de detecção automática de desvios de segurança ocupacional em áreas de risco da Instalação, capaz de gerar relatório digital a cada turno de trabalho contendo gravações dos incidentes para embasar o Diálogo Diário de Segurança (DDS), e de alertar operadores de máquinas em tempo real. Esse sistema deverá ser capaz de detectar o uso incorreto de equipamento de proteção individual (EPI) e o excesso de pessoas em zonas de exclusão (red zone) quando há máquinas em movimento ou risco permanente. Este sistema deverá disponibilizar relatório via Internet à ANP sobre riscos detectados.	O triângulo de acidentes, ou triângulo de Bird [1], consiste em uma teoria de prevenção de acidentes industriais. Ele mostra uma relação entre acidentes graves, acidentes menores e quase acidentes. Este conceito propõe que se o número de incidentes menores for reduzido, haverá uma queda correspondente no número de acidentes graves. O registro automático de incidentes empodera ações de prevenção de acidentes, como o Diálogo Diário de Segurança (DDS)[2] e facilita estudos relacionando pequenos desvios a acidentes graves [3]. O uso de análise automática de vídeo para a detecção de incidentes auxilia a identificação de padrões comportamentais perigosos permitindo intervenções rápidas e a implementação de protocolos de prevenção e resposta aos incidentes. Em 2022, a Petrobras passou a exigir instalação de sistema de monitoramento automático por vídeo para incidentes de HSE em	Ronaldo Carvalho Moura Junior / ALTAVE	O regulamento de segurança operacional tem seu arcabouço baseado em desempenho, não tendo finalidade de prescrever qual a metodologia, ferramenta ou tecnologia a ser aplicada pelo operador do contrato.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	<adicionar> 10.2.2.1 Implantar sistema automático de deteção e estimativa de volume de vazamento para o mar nas proximidades da Instalação. Este sistema deverá disponibilizar relatório via Internet à ANP sobre vazamentos detectados.	Em virtude do rápido desenvolvimento da exploração dos campos de petróleo offshore e seu transporte, o número de embarcações no mar continua a crescer, aumentando potencialmente o risco de acidentes envolvendo óleo e derivados. A fim de mitigar essas situações a legislação brasileira [1] e [2] tornou obrigatório que instalações portuárias, terminais, plataformas e instalações de apoio possuam plano de emergência para incidentes de poluição por óleo em águas. A exigência de sistemas automáticos de detecção de vazamento de óleo em embarcações de produção e exploração de petróleo é uma medida preventiva que visa minimizar os impactos ambientais causados por acidentes com derramamento de óleo. Catástrofes como o derramamento de óleo da Deepwater Horizon no Golfo do México são precedidos por comportamentos negligente na segurança [3]. Um sistema automático de detecção de	Ronaldo Carvalho Moura Junior / ALTAVE	Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo e utiliza uma abordagem predominantemente de desempenho, a opção é por não detalhar os instrumentos ou metodologias que podem ser utilizados pelo Operador. Entende-se que a referida abordagem sugerida pode ser tratada no item 10.2.2 da minuta do regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	Alterar o texto do item 10.2.1.4 para: Dimensionar, quando requeridos por normas ou análises de riscos, sistemas instrumentados de segurança e de proteção física, para prevenir ou mitigar consequências de operação fora dos limites operacionais de forma independente do sistema de supervisão e controle.	Sobre o item 10.2.1.4: Entende-se que estabelecer um requerimento prescritivo conforme a redação proposta vai contra o propósito de ser um regulamento baseado em risco, além de não estar alinhado com as referências normativas internacionais. As normas IEC 61508 e IEC 61511, referências globais para sistemas instrumentados segurança, definem que a necessidade e o dimensionamento desses sistemas devem ser baseados em risco. Sendo assim, entende-se que a redação deva ser ajustada para condizer com a realidade normativa internacional e as boas práticas da indústria.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O Sistema Instrumentado de Segurança (SIS) deve atuar de maneira independente das demais camadas de proteção em uma planta ou instalação, garantindo mais proteção contra as falhas e suas consequências. Assim, para que haja o dimensionamento e projeto de um sistema instrumentado é lógico haver o conhecimento dos riscos envolvidos na atividade/instalação e basear-se em normativos como por exemplo as normas IEC 61508 e IEC 61511. O item 10.2.1.4 traz o comando pertinente ao projeto, e a metodologia (o como) é estabelecido pelo Operador.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	Alterar a redação do texto do item 10.2.1.5 para: Estabelecer a Vida Útil de Projeto para os componentes, equipamentos ou Instalações, quando aplicável.	Sobre o item 10.2.1.5: Sugere-se a alteração na redação do texto em virtude do requerimento 10.2.1 tratar sobre o projeto da Instalação e, nem sempre, o conceito de vida útil será aplicável às instalações como um todo. Instalações onshore, por exemplo, não apresentam uma vida útil de projeto pré-estabelecida, mas sim seus diferentes componentes e equipamentos. Entende-se que a agência adota o conceito de forma generalizada, conforme apresentado no Apêndice D, no entanto propõe se a formalização na redação do requerimento visto que se trata de um subitem do requerimento que aborda o projeto da Instalação.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A terminologia "Vida Útil de Projeto" está detalhada no Anexo I, Apêndice D.53 *"Período documentado na fase de projeto original, no qual um componente, equipamento ou Instalação é esperado operar dentro de limites seguros especificados, sem requerer reparo substancial.* " Dessa forma, desnessário complemento ao texto da minuta.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 10	<adicionar> 10.2.2.1 Implantar sistema automático de deteção e estimativa de volume de emissões fugitivas de metano na Instalação. Este sistema deverá disponibilizar relatório via Internet à ANP sobre emissões detectadas.	O potencial de aquecimento global (GWP) do metano é cerca de 28 a 36 vezes maior do que o do CO2 para um mesmo volume de gás [1]. Seguindo a COP26 e a recente convocação por mais ações para alcançar uma redução mundial de 30% das emissões de metano de todas as fontes até 2030, a Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) lançou iniciativa "Aiming for Zero Methane Emissions" como objetivo eliminar a pegada de metano da indústria de petróleo e gás até 2030[2]. As perdas de contenção de gás inflamável em instalações offshore podem ocorrer em várias etapas do processo de produção, transporte e armazenamento de hidrocarbonetos, representando um risco potencial para a segurança operacional e ambiental. É fundamental que as empresas que operam instalações offshore implementem sistemas de prevenção, detecção e controle de vazamentos eficazes, além de treinamento adequado dos funcionários e procedimentos de resposta a emergências bem	Ronaldo Carvalho Moura Junior / ALTAVE	Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo e utiliza uma abordagem predominantemente de desempenho, a opção é por não detalhar os instrumentos ou metodologias que podem ser utilizados pelo Operador. Entende-se que a referida abordagem sugerida pode ser tratada no item 10.2.2 da minuta do regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	11.4.1 Designar responsável, com conhecimento e autonomia para executar o seu controle, através de uma rotina de gerenciamento adequado, com manutenções e inspeções, tendo por objetivo a funcionalidade, a disponibilidade e a confiabilidade de cada Elemento Crítico de Segurança Operacional.	11.4.1 Funcionalidade, a disponibilidade e a confiabilidade são aferidas através das rotinas de gerenciamento, é possível garantir o emprego de uma rotina para contingenciamento e monitoramento dos elementos.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo, a opção é por não detalhar no requisito o que deverá ser feito para atendê-lo, como, por exemplo, "através de uma rotina de gerenciamento adequado, com manutenções e inspeções". O objetivo do requisito é demandar a designação de pessoa(s) que se torne(m) responsáve(is) por garantir a funcionalidade e disponibilidade de cada elemento crítico. Conforme diretriz do Center for Offshore Safety - COS (COS-3-08: Guidance for Verifying Existing Barriers. November 2021), o responsável deve: compreender o papel do elemento crítico na prevenção ou mitigação de um acidente; conhecer o funcionamento e as regras de monitoramento da integridade e efetividade do elemento crítico; ter autoridade para tomar ações relacionadas ao elemento crítico e para endereçar qualquer deficiência observada; saber se a integridade e a efetividade do elemento crítico estão consistentes com os padrões de desempenho especificados para ela; ser imediatamente comunicado por qualquer pessoa que observar que o elemento crítico não está atingindo o padrão de desempenho.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.5.1 Em caso de falha de um ou mais elementos críticos de segurança operacional, estabelecer procedimentos de contingência para suprir a condição de Falha, falta ou degradação de Elementos Críticos de Segurança Operacional.	11.5 / 11.5.1 Esclarecer que o estabelecimento de contingência ocorrerá na caso de falhas ao invés de manter procedimentos prévios prevendo múltiplos cenários.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O estabelecimento do procedimento de contingência é prévio, ou seja, é preciso saber como a condição de falha, falta ou degradação do elemento crítico será suprida, antes dela ocorrer.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.5.2 Reestabelecer com base no risco o desempenho do Elemento Crítico de Segurança Operacional, ao constatar a condição de Falha, falta ou degradação.	11.5.2 O risco precisa ser considerado quanto ao tempo para reestabelecimento do elemento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O conceito de elemento crítico já está associado a cenários de alto risco, já que, em caso de falha, falta ou degradação eles podem provocar ou contribuir para um acidente associado a grandes emergências.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.6 Exame dos Elementos Críticos 11.6.1 Examinar os elementos críticos de segurança operacional por meio de um diagnóstico periódico e padronizado de um verificador independente, a ser produzido por terceira parte com conhecimento apropriado.	Sugestão de inclusão do item 11.6 em conformidade com a Minuta da Resolução (Art.3º Item V) e com a figura 13 (página 25) do Regulamento Técnico.	Paola Thompson (Representante DNV) / DNV	Item replicado da Resolução da art.º 3 inciso V. Optou-se por rebater no regulamento para fechar a PG11 e reforçar a exigência do item.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 11	Alterar a item 11.3 Padrão de Desempenho de Elemento Crítico de Segurança Operacional para 11.3 Avaliação da Conformidade de Sistemas e Equipamentos Críticos de Segurança Operacional	O padrão de desempenho não pode ser estabelecido. Ele é uma função do atendimento aos requisitos técnicos especificados em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência, disponível no manual do fabricante do sistema ou equipamento. A avaliação de conformidade de máquinas, equipamentos e componentes de segurança pode reduzir o risco de utilizar, operar sistemas e equipamentos que não atendam aos requisitos de segurança estabelecidos por normativas legais e técnicas, e, consequentemente, reduzir a ocorrência de acidentes pelo controle dos riscos associados à operação dessas máquinas e equipamentos. Avaliação de Conformidade de Componentes de Sistemas de Segurança de Máquina no Brasil (pagina 42) https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/acesso-a-	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O comando "estabelecer", no contexto do Regulamento Técnico de Segurança Operacional, deve ser interpretado como as obrigações de definir por escrito e de implementar conforme definido. A proposta vai ao encontro da intenção da ANP definida como "padrão de desempenho". Porém, optou-se pela terminologia "padrão de desempenho" (do inglês performance standards) pois ela é amplamente conhecida e presente em normativos internacionais voltados especificamente para o setor de óleo e gás. Como exemplo, cita-se: Barriers Memorandum, do Petroleum Safety Authority (PSA); The Offshore SECE Management and Verification Inspection Guide, da Healty and Safety Executive (HSE); Guidance Note on Control measures and performance standards, da National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA); e Z-013 - Risk and emergency preparedness analysis, da Norsok.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	Alterar o item 11.3.1 Estabelecer Padrão de Desempenho alinhado a padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria para cada Elemento Crítico de Segurança Operacional, incluindo: para 11.3.1 Avaliar o atendimento aos requisitos técnicos especificados em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência, disponível no manual do fabricante, incluindo:	As informações mínimas que devem contar em manuais das máquinas e equipamentos, conforme NR-12 (Portaria SEPRT n.º 916, de 30/07/19) Item 12.13.4 são suficientes para avaliar o atendimento aos requisitos técnicos especificados em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência e caracterizar o grau de conformidade do equipamento e/ou sistema crítico.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta vai ao encontro da intenção da ANP definida como "padrão de desempenho". Porém, optou-se pela terminologia "padrão de desempenho" (do inglês performance standards) pois ela é amplamente conhecida e presente em normativos internacionais voltados especificamente para o setor de óleo e gás. Como exemplo, cita-se: Barriers Memorandum, do Petroleum Safety Authority (PSA); The Offshore SECE Management and Verification Inspection Guide, da Healty and Safety Executive (HSE); Guidance Note on Control measures and performance standards, da National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA); e Z-013 - Risk and emergency preparedness analysis, da Norsok.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Alterar o item 11.3.1 a) características essenciais e funções dos Elementos Críticos de Segurança Operacional; para 11.3.1 a) as características e funções essenciais;	As características e funções essenciais podem ser avaliadas com as informações mínimas disponíveis em manuais das máquinas e equipamentos, conforme NR-12 (Portaria SEPRT n.º 916, de 30/07/19) Item 12.13.4, especificamente as alíneas: a) razão social, CNPJ e endereço do fabricante ou importador; b) tipo, modelo e capacidade; c) número de série ou número de identificação e ano de fabricação; d) normas observadas para o projeto e construção da máquina ou equipamento; e) descrição detalhada da máquina ou equipamento e seus acessórios; f) diagramas, inclusive circuitos elétricos, em especial a representação esquemática das funções de segurança;	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta está alinhada ao desejado pela ANP. No entanto, não traz acrescímos ao texto. Características essenciais são os atributos e especificações fundamentais e básicas do elemento provenientes do fabricante ou código ou normativo. A função do elemento refere-se ao desempenho previsto em projeto, sua capacidade de desempenhar sua função de segurança quando solicitada e conforme projetada.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Alterar o item 11.3.1 b) requisitos de verificação periódica da funcionalidade, examinando a capacidade de o Equipamento ou o Sistema Crítico de Segurança Operacional atuar conforme especificação de projeto; por 11.3.1 b) a capacidade de atuar conforme especificação e limitação técnica de projeto;	A avaliação da capacidade de atuar conforme especificação e limitação técnica de projeto depende do atendimento aos requisitos técnicos especificados em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência. Essas informações constam dos manuais das máquinas e equipamentos conforme alíneas: g) definição da utilização prevista para a máquina ou equipamento; j) especificações e limitações técnicas para a sua utilização com segurança; k) riscos que podem resultar de adulteração ou supressão de proteções e dispositivos de segurança; l) riscos que podem resultar de utilizações diferentes daquelas previstas no projeto; m)informações técnicas para subsidiar a elaboração dos procedimentos de trabalho e segurança durante todas as fases de utilização; n) procedimentos e periodicidade para inspeções e manutenção; do item 12.13.4 da NR-12 (Portaria SEPRT n.º 916, de 30/07/19)	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta vai ao encontro do desejado pela ANP. Porém, a intenção é deixar o texto da alínea mais claro, indicando que o Operador de Contrato de E&P deve conhecer o padrão de desempenho, que consta em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência, para que ele possa implementar a verificação periódica visando testar e confirmar, conforme os padrões de desempenho, se os elementos críticos estão desempenhando ou desempenharão sua função requerida quando demandada.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Alterar o item 11.3.1 c) requisitos de verificação periódica da integridade, garantindo a disponibilidade e a confiabilidade do equipamento ou do Sistema Crítico de Segurança Operacional atuar quando demandado; e por 11.3.1 c) a disponibilidade de atuar quando demandado, como uma função da confiabilidade das tecnologias empregadas;	A avaliação da disponibilidade de atuar quando demandado, como uma função da confiabilidade das tecnologias empregadas, depende do atendimento aos requisitos técnicos especificados em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência. Essas informações constam dos manuais das máquinas e equipamentos conforme alíneas: g) definição da utilização prevista para a máquina ou equipamento; m) informações técnicas para subsidiar a elaboração dos procedimentos de trabalho e segurança durante todas as fases de utilização; n) procedimentos e periodicidade para inspeções e manutenção; do item 12.13.4 da NR-12 (Portaria SEPRT n.º 916, de 30/07/19)	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta vai ao encontro do desejado pela ANP. Porém, a intenção é deixar o texto da alínea mais claro, indicando que o Operador de Contrato de E&P deve conhecer o padrão de desempenho, que consta em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência, para que ele possa implementar a verificação periódica visando testar e confirmar, conforme os padrões de desempenho, se os elementos críticos estão desempenhando ou desempenharão sua função requerida quando demandada.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	Alterar o item 11.3.1 d) requisitos de verificação periódica de vulnerabilidade, garantindo o funcionamento sob cargas externas decorrentes de uma grande emergência e as dependências com outros Elementos Críticos de Segurança Operacional. para 11.3.1 d) a vulnerabilidade sob demanda em situações de emergência;	A avaliação da vulnerabilidade sob demanda em situações de emergência depende do atendimento aos requisitos técnicos especificados em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência. Essas informações constam dos manuais das máquinas e equipamentos conforme alínea: o) procedimentos a serem adotados em situações de emergência, do item 12.13.4 da NR-12 (Portaria SEPRT n.º 916, de 30/07/19)	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta vai ao encontro do desejado pela ANP. Porém, a intenção é deixar o texto da alínea mais claro, indicando que o Operador de Contrato de E&P deve conhecer o padrão de desempenho, que consta em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência, para que ele possa implementar a verificação periódica visando testar e confirmar, conforme os padrões de desempenho, se os elementos críticos estão desempenhando ou desempenharão sua função requerida quando demandada.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Incluir o item 11.3.1 e) a definição do tempo de vida útil e os recursos técnicos usados para determinar a continuidade da utilização de equipamento e/ou componentes com segurança.	A avaliação do tempo de vida útil e os recursos técnicos usados para determinar a continuidade da utilização de equipamento e/ou componentes com segurança depende do atendimento aos requisitos técnicos especificados em norma técnica, regulamento técnico ou outro documento de referência. Esses requisitos constam dos manuais das máquinas e equipamentos conforme alínea p) indicação da vida útil da máquina ou equipamento e/ou dos componentes relacionados com a segurança, do item 12.13.4 da NR-12 (Portaria SEPRT n.º 916, de 30/07/19). O ANEXO IV da NR-12 GLOSSÁRIO trás o item Vida útil de máquina e equipamento: é aquela estimada pelo fabricante como limite temporal nos termos da norma ABNT NBR ISO 12.100:2015. Para fins de aplicação da informação prevista na alínea "p" do item 12.128, o vencimento do tempo de vida útil das máquinas e equipamentos e/ou de seus componentes relacionados com a segurança, por si, não significa a proibição da continuidade da sua	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O item 10.6 já trata de tempo de vida útil de elementos críticos de segurança operacional	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.1.1 Garantir a integridade, a funcionalidade e a aderência às especificações de projeto dos Elementos Críticos de Segurança Operacional durante todo o ciclo de vida da Instalação.	11.1.1 a sugestão visa esclarecer que se trata do ciclo de vida da instalação	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo para esclarecer melhor o item.	Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.2.2 Elaborar lista de Elementos Críticos de Segurança Operacional, correlacionando-os à origem de sua identificação e ao Padrão de Desempenho.	11.2.2 É importante ter a rastreabilidade do Elemento Crítico quanto à sua identificação, sejam decorrentes da Análise de Risco, sejam decorrentes de outras exigências de projeto ou de conformidade legal.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Acatado a fim de complementar o texto do item 11.2.2, em que a lista de elementos críticos deve estar correlacionada com a origem de sua identificação, ao cenários de riscos e ao padrão de desempenho.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 11	11.3.1 Estabelecer Padrão de Desempenho alinhado a padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria para cada Elemento Crítico de Segurança Operacional, incluindo: d) requisitos de verificação periódica, quando aplicáveis, para os aspectos de vulnerabilidades sob cargas externas decorrentes de uma grande emergência e as dependências com outros Elementos Críticos de Segurança Operacional.	11.3.1 O objetivo é eliminar dúvidas sobre a aplicabilidade deste conceito para todos os elementos críticos, uma vez que nem todos estão submetidos a cargas externas.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O padrão de desempenho (do inglês performance standards) deverá estabelecer os requisitos para a verificação de funcionalidade, integridade e vulnerabilidade do elemento crítico. É uma prática amplamente conhecida e presente em normativos internacionais voltados especificamente para o setor de óleo e gás. Caso o elemento não se adeque a cargas externas decorrentes de uma grande emergência, será identificado por meio dos requisitos e da verificação periódica de vulnerabilidade, determinados no padrão.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.4.1 Designar responsável pela verificação dos aspectos de funcionalidade, de disponibilidade e de confiabilidade de cada Elemento Crítico de Segurança Operacional, com conhecimento e autonomia para executar o seu controle.	11.4.1 A proposta visa deixar o texto mais objetivo, eliminando dúvidas sobre termo garantia e relacionar ao termo "aspectos".	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A função de executor da verificação do elemento crítico (requisito 11.4.2 'b') não é, necessariamente, a mesma de responsável pelo elemento crítico (requisito 11.4.1). Portanto, a proposta altera o entendimento do requisito. Conforme diretriz do Center for Offshore Safety - COS (COS-3-08: Guidance for Verifying Existing Barriers. November 2021), o responsável deve: compreender o papel do elemento crítico na prevenção ou mitigação de um acidente; conhecer o funcionamento e as regras de monitoramento da integridade e efetividade do elemento crítico; ter autoridade para tomar ações relacionadas ao elemento crítico e para endereçar qualquer deficiência observada; saber se a integridade e a efetividade do elemento crítico estão consistentes com os padrões de desempenho especificados para ela; ser imediatamente comunicando por qualquer pessoa que observar que o elemento crítico não está atingindo o padrão de desempenho.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	11.5.1.1 Considerar como condição de degradação o não atendimento aos prazos e aos requisitos do Padrão de Desempenho.	11.5.1.1 O Padrão de desempenho deve conter informações suficientes para a garantia da funcionalidade do elemento crítico, como testes funcionais, sua periodicidade de execução de testes, bem como outros requisitos de integridade (funcionalidade, disponibilidades, confiabilidade e robustez). Uma vez o padrão de desempenho deve contemplar todas as especificações para assegurar uma operação segura, não seria necessário citar também os critérios de projeto.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que o não atendimento ao padrão de desempenho ou aos critérios de projeto é uma condição de degradação. Enquanto a falta de cumprimeno da periodiciidade de verificação, é uma falha sim na gestão, não configura necessariamente uma degradação do elemento, mas pode indicar o status de degradação ou não do elemento.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.5.2.1 Em situações excepcionais, quando não for possível o reestabelecimento imediato do desempenho do Elemento Crítico de Segurança Operacional, estabelecer medidas temporárias equivalentes.	11.5.2.1 A proposta visa deixar o texto mais objetivo, eliminando redundância.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Não se trata apenas de uma redundância de texto. Trata-se de uma indicação de que as medidas temporárias devem passar por um processo de gerenciamento de mudanças, seguindo o rito disposto da PG 16.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.2.1 Estabelecer critérios para identificação dos Elementos Críticos de Segurança Operacional, que considere, no mínimo, as análises de risco e suas atualizações.	11.2.1 Comentário (appendix D24): Confirmar se o critério de definição para grandes emergências serão estabelecidas pelas próprias empresas.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Na proposta do novo regulamento, conforme a PG 14, item14.2.2, o detentor da concessão do E&P é responsável por identificar as grandes emergências, nos termos da prática de gestão nº 12 (Identificação de perigos e análise de riscos), descrevendo os cenários acidentais associados e suas consequências.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.2.2 Elaborar lista de Elementos Críticos de Segurança Operacional, correlacionando-os ao cenário de risco e ao Padrão de Desempenho.	11.2.2 Comentário: Propor a substituição da definição "cenário de risco" por "grande emergência".	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A intenção do requisito é relacionar, de forma estruturada, o elemento crítico com o cenário de risco que ele mitiga ou evita, além do padrão de desempenho. O item foi complementado por entender a existência de outras referências de origem para a lista de elementos críticos, além das citadas. Com relação a sugestão proposta, na PG 12 já há a identificação dos cenários acidentais associados a grandes emergências (item 12.3.2 (d)), além de constar na própria definição de elementos críticos no D.24 do apêndice D.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	11.3.1 d) requisitos de verificação periódica de vulnerabilidade, garantindo o funcionamento sob cargas externas decorrentes de uma grande emergência e as dependências com outros Elementos Críticos de Segurança Operacional.	11.3.1 Sugerir novo texto: ..."periódica de vulnerabilidade, quando aplicável, ..." dado que alguns elementos criticos não são projetados para resistir a cargas externas decorrentes de grands emergências (ex: detectores de gás) enquanto outros devem resistir a cargas externas por tempo suficiente para garantir o escape/evacuação segura (ex. ESDV, PFP, etc).	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O padrão de desempenho (do inglês performance standards) deverá estabelecer os requisitos para a verificação de funcionalidade, integridade e vulnerabilidade do elemento crítico. É uma prática amplamente conhecida e presente em normativos internacionais voltados especificamente para o setor de óleo e gás. Caso o elemento não se adeque a cargas externas decorrentes de uma grande emergência, será identificado por meio dos requisitos e da verificação periódica de vulnerabilidade, determinados no padrão.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.4.1 Designar responsável por garantir a funcionalidade, a disponibilidade e a confiabilidade de cada Elemento Crítico de Segurança Operacional, com conhecimento e autonomia para executar o seu controle.		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto sugerido é o mesmo do regulamento técnico, ou seja, não foi apresentada sugestão de alteração, nem justificativa.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.5.1.1 Considerar como condição de degradação o não atendimento aos requisitos do Padrão de Desempenho, à periodicidade de verificação, ou aos critérios de projeto.	11.5.1.1 Novo texto: "Considerar como condição de degradação o não atendimento aos prazos e requisitos do Padrão de Desempenho." alinhado com o estabelecido na Nota 4 . Entende-se que a verificação é um escopo adicional executado por parte independente.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A "verificação" citada no requisito 11.5.1.1 se refere ao requisito 11.4.2, ou seja, dentro do escopo do Padrão de Desempenho. A definição de Verificação de Elemento Crítico de Segurança Operacional se encontra no item D.51, do Apêndice D. Conforme definição, não se trata de verificação independente ou de 3ª parte. "Verificação de Elemento Crítico" não é o mesmo que "exame dos elementos críticos de segurança operacional" (inciso V, do art. 3º, da minuta de resolução). O exame dos elementos críticos é que deve ser executado por 3ª parte. Periodicidade de verificação pode ser interpretado como sinônimo de "prazos", conforme proposto. Não foram apresentadas justificativas para exclusão de "ou aos critérios de projeto".	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Alterar o texto do requisito 11.2.2 para "11.2.2 Estabelecer correspondência entre os Elementos Críticos de Segurança Operacional, os cenários de risco identificados na prática de gestão nº 12 e o respectivo Padrão de Desempenho.".	requisito 11.2.2 - O requisito como apresentado é extremamente prescritivo e não define uma necessidade do sistema de gestão, mas o formato como uma evidência deve ser apresentada. Este formato específico pode apresentar conflitos com as ferramentas das empresas, necessitando a necessidade de tratamento em paralelo ao sistema oficial, o que pode acarretar maior probabilidade de inconsistência de informações. Sugere-se que o requisito defina a necessidade de demonstrar esta correlação, mas não o formato da lista. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de ALCANÇAVEL e REALISTA de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A intenção do requisito é relacionar, de forma estruturada, o elemento crítico com o cenário de risco que ele mitiga ou evita, além do padrão de desempenho. O item foi complementado por entender a existência de outras referências de origem para a lista de elementos críticos, além das citadas. Com relação a sugestão proposta, na PG 12 já há a identificação dos cenários acidentais associados a grandes emergências (item 12.3.2 (d)), além de constar na própria definição de elementos críticos no D.24 do apêndice D.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Alterar o texto do requisito 11.5.2.2 para "11.5.2.2 Gerenciar e controlar as medidas temporárias como um Elemento Crítico de Segurança Operacional, incluindo a execução da verificação periódica destes elementos.".	requisito 11.5.2.2 - "Verificação dos Elementos Críticos de Segurança Operacional" é definido no Apêndice D, item D.51, como "atividade programada para testar e confirmar, com base nos Padrões de Desempenho estabelecidos, se os Elementos Críticos de Segurança Operacional estão desempenhando ou desempenharão sua função requerida quando demandada, registrando e comunicando os resultados para as partes interessadas" e detalhado no requisito 11.4. "Padrão de Desempenho" é definido no item D.41 como "especifica requisitos para medição de desempenho de Elementos Críticos de Segurança Operacional, que garantam atendimento aos critérios de projeto e ao Critério de Risco, durante o ciclo de vida da Instalação" e detalhado no requisito 11.3. Não é viável a definição de um Padrão de Desempenho para uma mitigação de elemento crítico degradado. Tampouco é possível prever estas mitigações e incluí-las nos padrões de desempenho existentes. Desta forma, sugere-se que se mantenha a	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Na aplicação de medidas contingenciais temporárias, que estas sejam de curto prazo e que as barreiras equivalentes implementadas para a mitigação do cenário sejam gerenciadas também como um elemento crítico de segurança operacional. Medidas temporárias de contingenciamento poderão ser aceitas caso, excepcionalmente, não haja como restituir o elemento crítico de forma imediata e devem ser elemento equivalente ao crítico e seguir o mesmo critério de desempenho do padrão para o elemento crítico. Desta forma, estas medidas físicas temporárias devem passar por Verificação dos Elementos Críticos de Segurança Operacional, definido no Apêndice D, item D.51.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	11.3.1 d) requisitos de verificação periódica de vulnerabilidade, quando aplicável, garantindo o funcionamento sob cargas externas decorrentes de uma grande emergência e as dependências com outros Elementos Críticos de Segurança Operacional	11.3.1 d) Dado que alguns elementos criticos não são projetados para resistir a cargas externas decorrentes de grands emergências (ex: detectores de gás) enquanto outros devem resistir a cargas externas por tempo suficiente para garantir o escape/evacuação segura (ex. ESDV, PFP, etc)	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O padrão de desempenho (do inglês performance standards) deverá estabelecer os requisitos para a verificação de funcionalidade, integridade e vulnerabilidade do elemento crítico. É uma prática amplamente conhecida e presente em normativos internacionais voltados especificamente para o setor de óleo e gás. Caso o elemento não se adeque a cargas externas decorrentes de uma grande emergência, será identificado por meio dos requisitos e da verificação periódica de vulnerabilidade, determinados no padrão.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	11.5.1.1 Considerar como condição de degradação o não atendimento aos prazos e requisitos do Padrão de Desempenho.	11.5.1. No escopo do Padrão de Performace constam os prazos e requisitos de desempenho que caso não atendidos caraterizariam uma condiação de degradação. Entende-se que o termo "verificação" neste item se refere ao escopo adicional (fora do escopo do Padrão de Performance) a ser executado por parte independente. Ou seja, o não atendimento de uma verificação de 3a parte não leva a uma dregtadação do Elemento crítico desde que o Padrão de Performance esteja plenamente atendido. Desta forma suger-se alterar o texto removendo a referência a "periodicidade de verificação", conforme a seguir: "Considerar como condição de degradação o não atendimento aos prazos e requisitos do Padrão de Desempenho." alinhado com o estabelecido na Nota técnica 4/2022)	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A "verificação" citada no requisito 11.5.1.1 se refere ao requisito 11.4.2, ou seja, dentro do escopo do Padrão de Desempenho. A definição de Verificação de Elemento Crítico de Segurança Operacional se encontra no item D.51, do Apêndice D. Conforme definição, não se trata de verificação independente ou de 3ª parte. "Verificação de Elemento Crítico" não é o mesmo que "exame dos elementos críticos de segurança operacional" (inciso V, do art. 3º, da minuta de resolução). O exame dos elementos críticos é que deve ser executado por 3ª parte. Periodicidade de verificação pode ser interpretado como sinônimo de "prazos", conforme proposto. Não foram apresentadas justificativas para exclusão de "ou aos critérios de projeto".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	Contribuição em letra maiúscula... 11.4 Verificação dos Elementos Críticos de Segurança Operacional 11.4.1 Designar responsável, OU FUNÇÃO, por garantir a funcionalidade, a disponibilidade e a confiabilidade de cada Elemento Crítico de Segurança Operacional, com conhecimento e autonomia para executar o seu controle.	O responsável pode se ausentar por motivos de férias ou outras razões específicas. A função será sempre avaliada quando por ocasião de auditoria, quem, de fato, é o responsável.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	A forma de designação, se pessoa ou função, é definida pelo Operador do contrato. O necessário é que as responsabilidades destinadas a essa pessoa ou função sejam executadas. Conforme diretriz do Center for Offshore Safety - COS (COS-3-08: Guidance for Verifying Existing Barriers. November 2021), o responsável deve: compreender o papel do elemento crítico na prevenção ou mitigação de um acidente; conhecer o funcionamento e as regras de monitoramento da integridade e efetividade do elemento crítico; ter autoridade para tomar ações relacionadas ao elemento crítico e para endereçar qualquer deficiência observada; saber se a integridade e a efetividade do elemento crítico estão consistentes com os padrões de desempenho especificados para ela; ser imediatamente comunicando por qualquer pessoa que observar que o elemento crítico não está atingindo o padrão de desempenho.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Incluir item "e)" Quando um elemento crítico de segurança operacional na sua falha primária levar a aplicação do Plano de Resposta a Emergência, esta condição deve ser citada na condição de contingência na falha, de modo a que este cenário seja priorizado nos exercícios simulados.	A falha de uma elemento crítico de segurança operacional, principalmente quando de modo primário leve a uma condição de aplicação do Plano de Resposta a Emergência deve ser considerado e incluído como cenário de emergência crítico no Plano de Resposta a Emergência	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	A contribuição está associada a PG-12 (Análise de Riscos). Adicionada a letra (e) no item para esclarecer as situações de possíveis falhas do elemento crítico.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 11	Alterar a redação do texto do item 11.3.1 para: “11.3.1 Estabelecer Padrão de Desempenho alinhado a padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria para cada Elemento Crítico de Segurança Operacional, incluindo: a) características essenciais e funções dos Elementos Críticos de Segurança Operacional; b) requisitos de verificação periódica da funcionalidade, examinando a capacidade de o Equipamento ou o Sistema Crítico de Segurança Operacional atuar conforme especificação de projeto; c) requisitos de verificação periódica da integridade, visando garantir a disponibilidade e a confiabilidade do equipamento ou do Sistema Crítico de Segurança Operacional atuar quando demandado.”	Sobre o item 11.3.1: Sugere-se uma revisão do requerimento de forma a torná-lo mais aderente aos conceitos universais de segurança de processos. A literatura existente traz diversos atributos e terminologias diferentes para a caracterização de desempenho de barreiras de segurança. Com relação ao subitem 13.1.1.d), propõe-se uma alteração na redação, uma vez que as verificações de integridade não são garantia de confiabilidade ou disponibilidade de equipamentos. Disponibilidade de um equipamento, por exemplo, pode ser definida através de uma combinação de fatores como a confiabilidade e manutenibilidade (ref. IChemE – Reliability Maintainability and Risk 8th Edition). Adicionalmente, sugere-se a remoção do requisito de verificação periódica de vulnerabilidade e dependência dos elementos. Apesar de serem dois pilares para estabelecimento dos padrões de desempenho de elementos críticos de segurança, a vulnerabilidade e interdependência não são objeto de rotina de	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O conceito "padrão de desempenho" (do inglês performance standards) é amplamente conhecida e presente em normativos internacionais voltados especificamente para o setor de óleo e gás. Como exemplo, cita-se: Barriers Memorandum, do Petroleum Safety Authority (PSA); The Offshore SECE Management and Como exemplo, cita-se: Barriers Memorandum, do Petroleum Safety Authority (PSA); The Offshore SECE Management and Verification Inspection Guide, da Healty and Safety Executive (HSE); Guidance Note on Control measures and performance standards, da National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA); e Z-013 - Risk and emergency preparedness analysis, da Norsok. No primeiro comentário relativo a letra (d), nos parece que o proponente se refere a letra (c) "requisitos de verificação periódica da integridade", este está em linha integralmente ao item proposto pois deve-se saber se a integridade e a efetividade do elemento crítico estão consistentes com os padrões de desempenho especificados para ele. A sugestão de xclusão da letra (d) vai contra ao estabelecido nos performance standards, internacionalmente praticado supracitado, que deverá ser estabelecido os requisitos para a verificação de funcionalidade, integridade e vulnerabilidade do elemento crítico.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Remoção do item 11.5.1.1.	Sobre o item 11.5.1.1: Entende-se que o não atendimento à periodicidade de verificação não necessariamente configura a degradação do elemento crítico, mas sim como uma falha de gestão do operador da instalação. Com relação ao não atendimento aos critérios de projeto, é preciso formalizar que estes sejam pontuais. Entende-se que uma mudança operacional ou física em divergência com o estabelecido em projeto deva ser objeto de um processo de gerenciamento de mudanças, de acordo com o objetivo estabelecido na PG16 – Item16.1.1 (Garantir que mudanças físicas, operacionais ou organizacionais, permanentes ou temporárias, sejam realizadas de forma segura durante todo o ciclo de vida da Instalação).	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Entende-se que o não atendimento ao padrão de desempenho ou aos critérios de projeto é uma condição de degradação. Enquanto a falta de cumprimeno da periodiciidade de verificação, é uma falha sim na gestão, não configura necessariamente uma degradação do elemento, mas pode indicar o status de degradação ou não do elemento.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 11	Alteração da redação do texto para: “11.5.2 Definir plano de ação, com prazos compatíveis com os níveis de risco e complexidade, para reestabelecer o desempenho do Elemento Crítico de Segurança Operacional, ao constatar a condição de Falha, falta ou degradação.”	Para estabelecer um requerimento como o supracitado é necessário que haja uma definição formal do que a agência entende como degradação de um Elemento Crítico de Segurança Operacional. Caso a definição de degradação seja a apresentada na atual redação do requerimento, sugere-se que esta seja apresentada somente no Apêndice D de definições, seguindo a mesma lógica adotada para o conceito de falha.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O elemento crítico como o próprio nome diz, é o elemento que em caso de Falha, falta ou degradação possam provocar um Acidente operacional associado a grandes emergências, ou seja, um cenário de risco alto. Desta forma, é imprescindivel que esteja, o mais rápido possível, em conformidade ao padrão de desempenho, íntegro, funconal e disponível, cumprindo sua sua função de segurança conforme o demandado. A justificativa não condiz com a sugestão de inclusão.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Remoção dos subitens associados 11.5.2.1 e 11.5.2.2.	Para estabelecer um requerimento como o supracitado é necessário que haja uma definição formal do que a agência entende como degradação de um Elemento Crítico de Segurança Operacional. Caso a definição de degradação seja a apresentada na atual redação do requerimento, sugere-se que esta seja apresentada somente no Apêndice D de definições, seguindo a mesma lógica adotada para o conceito de falha.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A justificativa não condiz com a sugestão de inclusão. A sugestão versa sobre inserção de definição.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Alteração da redação do texto do item 11.5.2 para: "11.5.2 Definir plano de ação, com prazos compatíveis com os níveis de risco e complexidade, para reestabelecer o desempenho do Elemento Crítico de Segurança Operacional, ao constatar a condição de Falha, falta ou degradação."	O requerimento 11.5.1 define que procedimentos de contingência devem ser estabelecidos em caso de Falha, falta ou degradação de Elementos Críticos de Segurança Operacional. Este requerimento está em linha com o atual regulamento técnico vigente e alinhado com as diversas referências normativas da indústria. Ao definir prescritivamente que deva ser feito reestabelecimento imediato do elemento crítico no item 11.5.2 entende-se que há uma incongruência com o requerimento anterior, além de, na grande maioria das vezes, não condizer com a realidade operacional dos ativos. Podem ser tomados como exemplo os elementos críticos de integridade de poço. O reestabelecimento imediato dos elementos em praticamente a totalidade dos casos é inexequível e, através de procedimentos de contingência adequados, é possível manter os riscos associados no mesmo nível até o reestabelecimento do elemento. A abordagem citada e apresentada no	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O elemento crítico como o próprio nome diz, é o elemento que em caso de Falha, falta ou degradação possam provocar um Acidente operacional associado a grandes emergências, ou seja, um cenário de risco alto. Desta forma, é imprescindivel que esteja, o mais rápido possível, em conformidade ao padrão de desempenho, íntegro, funcional e disponível, cumprindo sua sua função de segurança conforme o demandado.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 11	Remoção dos subitens associados 11.5.2.1 e 11.5.2.2.	Adicionalmente, sugere-se a remoção dos subitens associados ao requerimento. Ao definir que as condições de falha, falta ou degradação de elemento crítico sejam gerenciadas conforme os procedimentos de controle da PG16, a agência acaba direcionando alterações na gestão atual dos operadores que podem vir a prejudicar a realidade operacional das instalações.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A justificativa não condiz com a sugestão de inclusão. A sugestão versa sobre a definição.de elementos críticos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.5.1.1 Revisar as análises de riscos sempre que houver: a) mudanças no nível de risco; b) mudanças físicas, operacionais ou organizacionais; c) frequência de eventos indesejados associados ao escopo da análise de risco; d) lições aprendidas; e) indisponibilidade das salvaguardas contidas em análise de riscos anterior; f) transcurso máximo de 05 (cinco) anos desde a realização da análise de riscos; g) nos casos em que ocorram mudanças na base de dados, em referências normativas, premissas ou modelos, aplicar metodologia de gestão capaz de avaliar a necessidade de revisão da análise de risco, quando aplicável; e h) para casos em que não seja aplicável a revisão das análises de risco, prover justificativa técnica para cada situação;	12.5.1.1 Nem sempre a revisão será obrigatória, existem situações onde será feita apenas uma validação dos estudos de risco.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A revisão no período de 5 anos ou tempo menor deverá ser aplicado, podendo os estudos serem revalidados a depender do procedimento de gerenciamento de cada operador, pois para revalidar é necessário uma reavaliação do estudo. As alterações relacionadas à base de dados deverão ser avaliadas nos estudos de risco por ocasião da revisão. Desse modo, sugere-se manter o texto de original do item 12.5.1.1 e acrescentar o item 12.5.1.2.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 12	12.3 Execução 12.3.2 Identificar perigos e analisar riscos, considerando: i) condições atuais de integridade, como a probabilidade de falha na demanda de barreiras (quando aplicável a técnica da análise de risco) e envelhecimento da Instalação, incluindo das salvaguardas existentes e dos Elementos Críticos de Segurança Operacional;	Sugestão de inclusão da avaliação do PFD das barreiras (quando aplicável a técnica utilizada) de forma a obter-se detalhamento específico associado ao cenário e a salvaguarda, de forma a contribuir para o monitoramento (prática de gestão 6), alinhado tambem à nota técnica.	Paola Thompson (Representante DNV) / DNV	Este tema será abordado de certa forma na PG-11 quando cita o desempenho do Elemento Crítico de Segurança Operaciona, a condição de Falha, falta ou degradação do mesmo. Ou seja, esse dado PFD vem de projeto de cada equipamento. Entende-se ser a abordagem mais adequada no regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Alterar o texto do item 12.3.2 para : Identificar perigos e analisar riscos, considerando: e) modos de falha descritos nos "bancos de dados amplamente utilizados pela indústria, para o calculo da taxa de frequência de ocorrência do evento topo ou iniciador dos cenários de incidentes identificados"	Os modos de falha não são descritos nos padrões, códigos ou normas. Geralmente são citados em estudos específicos de confiabilidade ou em banco de dados de análise de confiabilidade e desempenho. Exemplos: Para eventos em Dutos: 1 Dados e Estatísticas PHMSA - Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration do Departamento de Transportes dos EUA <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/phmsa-data-and-statistics>, 2 EGIG - European Gas Pipeline Incident Data Group - uma cooperação entre um grupo de dezoito grandes operadores de redes de transporte de gás na Europa <https://www.egig.eu/> Para eventos em Equipamento de Controle de Poços: 1 RAPID-S53 - Reliability and Performance Information Database for the Well Control Equipment (WCE) covered under API S53 - uma cooperação entre empreiteiros, operadores e fabricantes de equipamentos para melhorar a	NEUMUNDO SANTOS ALVES	Entende-se que a contribuição já esteja contemplada nas melhores práticas da indústria aplicáveis ao setor.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	Alterar a denominação do PG 12 para: "Apreciação e redução de Riscos"	Alinhamento com a ABNT NBR ISO 12100:2013 - Segurança de máquinas - Princípios gerais de projeto - Apreciação e redução de riscos. O Regulamento tem como objetivo assegurar a integridade das instalações, que por sua vez é composta de máquinas e equipamentos.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O título da prática de gestão retrata o processo de avaliação de riscos a ser estabelecido pelo Operador, que deve abarcar a identificação de perigos e análise de riscos. Os requisitos do arcabouço de segurança operacional estão alinhados às melhores práticas conforme versa a nota técnica NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Alterar o objetivo para: Apreciar e reduzir os riscos associados às atividades, sistemas, equipamentos e processos durante as fases do ciclo de vida das instalações.	Alinhamento com a ABNT NBR ISO 12100:2013 - Segurança de máquinas - Princípios gerais de projeto - Apreciação e redução de riscos. O Regulamento tem como objetivo assegurar a integridade das instalações, que por sua vez é composta de máquinas e equipamentos. Alinhamento com a NR 37 no 37.5.8 - O PGR deve estar articulado com a análise de riscos das instalações e processos, elaborada conforme requisitos estabelecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Alinhamento com o item 12.3.1.a. Estabelecer critérios de seleção de equipe multidisciplinar para realizar a identificação de perigos e análise de riscos, considerando o conhecimento das atividades, operação, sistema, equipamento, Instalação ou empreendimento a ser avaliado;	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O item 12.1.1 é o objetivo da PG-12 retratando exatamente o que está descrito no item, alinhado às melhores práticas conforme versa a nota técnica NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ. O texto proposto " apreciar e reduzir os riscos" é o resultado esperado com a aplicação da prática.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Alterar no regulamento todos os termos "identificação de perigos e análise de riscos" por "Apreciação e redução de Riscos"	Alinhamento com a ABNT NBR ISO 12100:2013 - Segurança de máquinas - Princípios gerais de projeto - Apreciação e redução de riscos. O Regulamento tem como objetivo assegurar a integridade das instalações, que por sua vez é composta de máquinas e equipamentos. Alinhamento com a NR 37 no 37.5.8 - O PGR deve estar articulado com a análise de riscos das instalações e processos, elaborada conforme requisitos estabelecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Alinhamento com o item 12.3.1.a. Estabelecer critérios de seleção de equipe multidisciplinar para realizar a identificação de perigos e análise de riscos, considerando o conhecimento das atividades, operação, sistema, equipamento, Instalação ou empreendimento a ser avaliado;	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O item 12.1.1 é o objetivo da PG-12 retratando exatamente o que está descrito no item, alinhado às melhores práticas conforme versa a nota técnica NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ. O texto proposto " apreciar e reduzir os riscos" é o resultado esperado com a aplicação da prática.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Figura 12 – Fundamentos da prática de gestão nº 10 Contribuição 1: Círculo central: CICLO TOTAL DE VIDA das instalações	Justificativa 1 e Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados Faltou incluir outras etapas, serviços ou atividades que fazem parte do ciclo total de vida dos equipamentos e das instalações: Inspeções periódicas, manutenção preventiva, manutenção preditiva, reparo e recuperação	Roberval Bulgarelli	A contribuição se refere a figura 12 da PG-10. O termo "ciclo de vida" já tem sentido abrangente relacionando-se a todas as fases do ciclo de vida. Ademais, as atividades e serviços citados na contribuição estão abarcados no gerenciamento da integridade da instalação, não são considerados etapas do ciclo de vida.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	Contribuição 2: Faltou incluir as seguintes fases, que fazem parte do CICLO TOTAL DE VIDA dos equipamentos e das instalações: Inspeções periódicas, manutenção preventiva, manutenção preditiva, reparo e recuperação.	Justificativa 1 e Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados Faltou incluir outras etapas, serviços ou atividades que fazem parte do ciclo total de vida dos equipamentos e das instalações: Inspeções periódicas, manutenção preventiva, manutenção preditiva, reparo e recuperação	Roberval Bulgarelli	A contribuição se refere a figura 12 da PG-10. O termo "ciclo de vida" já tem sentido abrangente relacionando-se a todas as fases do ciclo de vida. Ademais, as atividades e serviços citados na contribuição estão abarcados no gerenciamento da integridade da instalação, não são considerados etapas do ciclo de vida.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	Contribuição 3: 12.1.1 Identificar perigos e analisar os riscos à vida humana, ao meio ambiente e ao patrimônio durante o CICLO TOTAL DE VIDA da Instalação	Justificativa 3: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já tem sentido abrangente relacionando-se a todas as fases do ciclo de vida.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Contribuição 4: 12.4.5 Evidenciar que os riscos foram sistematicamente avaliados durante as fases DO CICLO TOTAL DE VIDA das Instalações	Justificativa 4: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já tem sentido abrangente relacionando-se a todas as fases do ciclo de vida.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.2.2 Estabelecer os critérios qualitativos e quantitativos de riscos, para as instalações existentes e novas, demonstrando o nível de tolerabilidade de riscos dos cenários mapeados.	12.2.2 O Critério de Risco estabelece o nível de aceitabilidade de risco da empresa, alinhada à Cultura de Segurança da sociedade. Deve ser claramente estabelecido o que é aceitável ou não.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo, a opção é por não detalhar no requisito os critérios a serem utilizados, sejam quantitativos ou qualitativos, ficando a cargo do operador do contrato estabeleçè-los, assim como o nível de aceitabilidade da (s) sua (s) atividade (s). Com base no D.19 do Apêndice D, o Critério de Risco expressa o nível de risco considerado tolerável para a atividade onde é avaliada o seu risco e indicada a sua aceitabilidade, necessitando ou não de medidas de redução, ou a impossibilidade de sua execução. Desta forma, a definição D.19 expressa o entendimento da contribuição.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.2.3 Estabelecer metodologia para identificação de perigos e análise de riscos, demonstrando sua compatibilidade e adequação ao escopo e aos objetivos.	12.2.3 Entende-se que a complexidade de um cenário não impõe uma metodologia, ela está implícita no escopo e nos objetivos da análise, porém promove a intenção e necessidade da análise de risco do cenário e necessidade de estudos complementares. Em caso de manter o termo complexidade, é necessário que a ANP defina complexidade do cenário e estabeleça as metodologias aceitas.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se com o requisito que os operadores devem, a partir de seu critério de risco, ter metodologia que aplique técnicas mais apuradas para analisar de forma adequada os cenários com potencial de dano catastrófico, reduzindo as incertezas na tomada de decisão quando à implementação de medidas de fato reduzam o risco significativamente. Propõe-se que os operadores possuam metodologia para demonstrar a compatibilidade da técnica de identificação de perigos e análises de risco com a complexidade do cenário e que é adequada ao escopo e aos objetivos. Assim, as expectativas regulatórias são: (i) que a análise de risco utilizada no processo decisório garanta que o risco seja efetivamente controlado, superando resultados de baixa qualidade devido a escolha de técnica inadequada, e (ii) que as medidas de controle de riscos sejam efetivas.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	12.3.1 Estabelecer critérios de seleção de equipe multidisciplinar para realizar a identificação de perigos e análise qualitativa e semi-quantitativa de riscos, considerando: c) a experiência em análises de riscos ou nas disciplinas envolvidas; e) o número de pessoas em função da dimensão e complexidade da avaliação; e f) a participação das Empresas Contratadas e de membros da Força de Trabalho envolvidos na operação.	12.3.1 A proposta é que o item 12.3.1 seja recolocado para a etapa de planejamento (12.2) pois envolve atividades de planejamento. As equipes multidisciplinares são requisitos exclusivos para análises qualitativas e semi-quantitativas de risco. c) O entendimento é de que a experiência em análises de riscos não é mais crítico que o conhecimento do profissional na disciplina que representa durante a análise. e) e f) A participação de Empresas Contratadas no grupo não tem relação com a complexidade da avaliação mas sim com o envolvimento na operação, por isso proposta de alteração das alíneas e) e f).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 12.3.1 indica o estabelecimento de critérios para a seleção de equipe multidisciplinar das análises de riscos. Os critérios (que envolvem experiência e conhecimento nas disciplinas) para a escolha do líder e membros participes são estabelecidos pelo operador no seu sistema de gestão. Pontanto, é importante que neste processo seja considerado os postos nas alíneas (a) ao (f) do item 12.3.1. Com relação as sugestões nas alíneas (e) e (f), a proposta não traz acrescímos (realocar "contratadas" da letra (e) para a letra (f)) pois quando se usa "força de trabalho" já se inclui os contratados. Ademais, a participação destes devem ser considerados quando envolvidos sejam na operação ou em outra atividade, como no projeto, e a depender da dimensão e complexidade da avaliação. No mais, entende-se que este item poderá estar na etapa de planejamento, assim realocou-se este item para o 12.2 (planejamento), item 12.2.4.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 12	12.3.2 Identificar perigos e analisar riscos, considerando quando aplicável: e) modos de Falha descritos nos padrões, códigos, normas e outras melhores práticas recomendadas da indústria aplicáveis; j) definir causas externas k) o princípio da precaução onde houver incertezas sobre as atividades, Instalação, operação ou empreendimento a ser analisado; l) Requisito novo, não constava da resolução anterior. Não há definição na minuta e demanda novos contratos. Necessário incluir em definições.	12.3.2 Dependendo da técnica utilizada ou fase o ciclo de vida alguns dos itens não serão aplicáveis, por exemplo, a alínea e será utilizada se a técnica selecionada for uma FMECA, mas não será aplicável em uma APR. A alínea J não é aplicável para qualquer análise (ex. topsides em unidades marítimas não tem riscos geológicos e geotécnicos) e cenários de onda centenária é avaliada na fase de projeto, mas não é reavaliada durante a fase de operação. d) Necessária a definição para cenários associados a grandes emergências (incluir no Glossário). e) É necessária uma definição de quais são as melhores práticas da indústria. A API, por exemplo, possuem as normas RP, que são recomendações de Práticas para a indústria. Após essa definição clara, é importante a verificação se essa prática recomendada é aplicável ao cenário de operação e riscos de cada área. j) Pedido de incluir a definição de Causas Externas no Apêndice de Definições conforme citado no item 12.3.2 j)	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Com relação ao item (j) este arcabouço regulatório abarca os ativos citados no art. 2º da resolução, e isto inclui instalações de armazenamento, de produção, poços, sistemas de coleta e escoamento da produção, etc. Assim, os perigos identificados e riscos avaliados são de acordo com o tipo de instalação, a fase do ciclo de vida e a técnica aplicada, como por exemplo, para dutos terrestres são relevantes o levantamento dos riscos geológicos e geotécnicos na fase de projeto, porém para outras instalações pode não ser aplicáveis. (d) os cenários associados a grandes emergências serão estabelecidos na Análises de Riscos do Operador para cada instalação e atividade, conforme item 12.3 (12.3.1 (c)) da PG-12. (e) o conceito de “Melhores Práticas da Indústria do Petróleo” está definido no contrato de concessão, cláusula 1.2.23 do Contrato De Concessão Para Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural. (j) causas externas, são aquelas que podem trazer consequências independente das atividades realizadas pelo operador. Podemos citar, eventos geológicos (deslizamentos, rastejamentos, abatimentos, recalques), depósitos de entulho, lixo ou outros materiais na faixa de dutos, eventos climáticos, etc. (k) as incertezas a considerar na análise de riscos serão definidas pelo operador do contrato de E&P em suas atividades. (l) O risco digital refere-se à exposição a ameaças cibernéticas, como malware, ataques de phishing, roubo de dados e violações de privacidade, e pode resultar em perdas financeiras, danos à reputação e interrupções nos negócios. Entende-se que o termo é bem conhecido internacionalmente, e assim como aos demais riscos, não é necessário definir nos termos deste regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	12.4.1 Elaborar relatórios para registro dos resultados da identificação de perigos e da análise de riscos, apresentando: f) conclusões; j) a justificativa técnica compatível com a complexidade do cenário, em caso de revisão, mudança ou rejeição das medidas de controle de risco estabelecidas.	12.4.1 São dois pontos a serem justificados: 1) Relatórios: Os itens g, h, i, j são etapas do gerenciamento do Risco e não são etapas de identificação de perigos e análise de riscos, e são gerenciados em sistemas informatizados distintos com relatórios separados do relatório de identificação de perigos e análise de riscos. 2) O verbo apresentar deixa claro que serão citados os subitens definidos e não necessariamente serão detalhados exaustivamente no relatório como sugerido pelo verbo descrever. f) Conflito entre os termos recomendações e medidas de controle de riscos. No nosso entendimento "Medida de controle de risco" é sinônimo de "recomendação", dessa forma retirar essa alínea. Pois da forma que está escrito ambos os termos parecem se	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	1) Acatado. Incluiu-se um item de gerenciamento das recomendações, separando-o do item do relatório; 2) Acatado parcial. Alterou-se o "descrevendo" por "considerando" f) Não acatado. As recomendações de um relatório podem ser mais abrangentes que as medidas de controle dos riscos. j)Não acatado. Quaisquer alterações nas medidas de controle do risco devem ser embasadas em metodologia de risco compatível com a complexidade do cenário, conjuntamente a justificativa técnica. .	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 12	12.4.2 Demonstrar para cada cenário associado a grandes emergências as medidas identificadas de redução de risco até que alcance os patamares de tolerabilidade ou que as medidas não justifiquem a implementação por não serem proporcionais ou razoáveis.	12.4.2 Demostrar a não obrigatoriedade de implementação de todas as medidas levantadas de acordo com o que for razoavelmente praticável.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A proposta de demonstração para medidas de redução do risco associados a grandes emergências devem ser registrados e gerenciados. Convém ainda que os tomadores de decisão conheçam o risco remanescente após o tratamento do risco e, portanto, que este risco seja documentado e submetido a monitoramento e análise crítica [21]. Em que pese a cautela de que medidas de tratamento de riscos também podem introduzir novos riscos que precisam ser gerenciado [21], para os cenários associados a grandes emergências, há necessidade de implementação de medidas que vão além de boas práticas estabelecidas em normas. Preferiu-se não se adotar o termo conceito ALAP devido às várias interpretações que se pode dar [43]. Internacionalmente há exemplos de mau uso de técnica para demonstração ALARP, inclusive caso que culminou em acidente catastrófico [53], e no Brasil, há exemplo recente de má interpretação da terminologia, conforme explica o Ofício nº 573/2020/SSM/ANP-RJ SEI 0801720. fonte: NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.4.4 Divulgar à Força de Trabalho pertinente os riscos identificados, as salvaguardas existentes e a implementação das medidas de redução de risco.	12.4.4 Com a inclusão no texto de "progresso de ações", entende-se que deverá haver uma apresentação sistemática da implantação das recomendações contudo o andamento das tarefas de atendimento não traz ganhos para a força de trabalho, em termos de conhecimento dos riscos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	(j) causas externas, são aquelas que podem trazer consequências independente das atividades realizadas pelo operador. Podemos citar, eventos geológicos (deslizamentos, rastejamentos, abatimentos, recalques), depósitos de entulho, lixo ou outros materiais na faixa de dutos, eventos climáticos, etc.	Acatar

Prática de Gestão nº 12	12.4.5 Evidenciar que os riscos foram sistematicamente avaliados durante as fases do ciclo de vida aplicáveis à Instalação.	12.4.5 Para sondas e unidades de intervenção cujo projeto e construção não foi executado para um campo específico, o ciclo de vida das instalações se limita ao tempo definido em contrato, não sendo aplicáveis as fases de projeto, construção, conversão de uso e descomissionamento. Além disso, a sugestão visa esclarecer que se trata do ciclo de vida da instalação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A análise de riscos será definida pelo operador do contrato de E&P em suas atividades na fase do ciclo de vida em que se encontra a instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.5.1 Reescrever o item dando assertividade ao requisito.	12.5.1 A ANP deve esclarecer se o item é referente à Prática de Gestão de Identificação de Perigos e Análise de riscos ou se é referente à Gestão dos Riscos, que engloba: Gestão de Mudanças, Práticas Seguras, Treinamento, Prontidão, Manutenção e Integridade etc. que não se limita apenas a um processo de revisão de análises de riscos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 12.5 trata do monitoramento do processo de avaliação de riscos, tanto nos inputs dos riscos, nas mudanças, na realização da análise de riscos. Os níveis de risco devem ser estabelecidos na Análise de Riscos, e consequentemente ser acompanhado continuamente, conforme o item descreve. Então, o item abarca ambas as dimenções.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	12.5.1.1 Revisão da Análise de Riscos 12.5.1.1.1. A análise de riscos principal da fase de Operação deverá ser revisada periodicamente e, no mínimo, a cada cinco anos. 12.5.1.1.2. Deverá ser avaliada a necessidade de revisão da análise de riscos principal quando ocorrer: a) excluir; b)mudanças físicas, operacionais ou organizacionais; c) mudanças em referências normativas e premissas; d) eventos indesejados associados ao escopo da análise de risco não contemplados na análise vigente; e) lições aprendidas; f) indisponibilidade definitiva das salvaguardas contidas em análise de riscos anterior; e	12.5.1.1 O texto original do SGSS (item 16.8.2.) e SGIP (item 12.6.1.1) traz a possibilidade de avaliação da necessidade de revisão e não obrigatoriedade de revisar os estudos de risco principais sempre que houver mudança, não impondo que o estudo de referência da instalação seja revisado. - remoção do item a mudanças no nível de risco, pois os itens posteriores englobam este item, ficando redundante. - mudança da alínea c do texto original - as mudanças de base de dados e modelos deve ser avaliada de forma detalhada, entendendo o impacto da mudança no processo de análise de riscos. - alínea e) Incluir definição de lição aprendida no glossário, o termo inclui apenas aprendizado com acidentes ou Lições de desvios e Não conformidades também entrariam no escopo. - mudança da alínea f do texto original -a revisão das análises de risco devido a indisponibilidade temporária das salvaguardas deve ser feita de forma segregada da análise de risco principal e atendendo uma	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	*Itens sugeridos 12.5.1.1.1. e 12.5.1.1.2.* - não cabe esse termo "análise de risco principal" pois este regulamento se refere a diversas instalações e sistemas relacionados às atividades do E&P. a) manter item. Um exemplo é a necessidade de reclassificação de um gasoduto. Neste caso a mundaça foi o nível de risco da instalação. c) a justificativa da contribuição só reforça a necessidade de manter o texto. d) Não foi justificado a alteração da alínea e não se percebeu melhoria de entendimento com o novo texto proposto; e) manter pois é prática da indústria compartilhar as lições aprendidas advindas de incidentes, de uma experiência operacional interna ou externa, etc. f) O próprio operador poderá estabelecer em seu procedimento o detalhamento das indisponibilidades a considerar na análise de riscos e suas revisões.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Substituir o item 12.5.1 Estabelecer critérios para monitoramento do nível de risco estimado ou calculado durante o processo de avaliação de riscos. Por: 12.5.1 Estabelecer monitoramento dos sistemas de segurança instalados, de acordo com a categoria de segurança requerida, conforme apreciação de riscos prevista nas normas técnicas oficiais;	Harmonização com Normas Regulamentadoras no que se refere aos sistemas de segurança em máquinas e equipamentos (NR 12.5) 12.5.2 Os sistemas de segurança devem ser selecionados e instalados de modo a atender aos seguintes requisitos: a) ter categoria de segurança conforme apreciação de riscos prevista nas normas técnicas oficiais; e) manterem-se sob vigilância automática, ou seja, monitoramento, se indicado pela apreciação de risco, de acordo com a categoria de segurança requerida, exceto para dispositivos de segurança exclusivamente mecânicos; O desempenho com relação à ocorrência de defeitos, de uma parte de um sistema de comando, relacionado à segurança, é dividido em cinco categorias (B, 1, 2, 3 e 4) segundo a norma ABNT NBR 14153 - Segurança de máquinas - Partes de sistemas de comando relacionadas à segurança - Princípios gerais para	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A contribuição versa sobre a Norma Regulamentadora que se refere aos sistemas de segurança em máquinas e equipamentos (NR 12.5). Percebeu-se que está relacionado ao desempenho do equipamento e não proriamente as análises de riscos. A PG-12 trata de processo de avaliação de riscos em geral da instalação, além dos sistemas e equipamentos prescritos na NR-12.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	12.2.2 Estabelecer o Critério de Risco.	12.2.2 Com base no item D19 a definição de critério de risco deve abranger um critério para continuidade da atividade/ impossibilidade de execução da mesma. É suficiente apresentar a Matriz de Risco qualitativa?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo, a opção é por não detalhar no requisito os critérios a serem utilizados, sejam quantitativos ou qualitativos, ficando a cargo do operador do contrato estabeleçè-los, assim como o nível de aceitabilidade da (s) sua (s) atividade (s). Com base no D.19 do Apêndice D, o Critério de Risco expressa o nível de risco considerado tolerável para a atividade onde é avaliada o seu risco e indicada a sua aceitabilidade, necessitando ou não de medidas de redução, ou a impossibilidade de sua execução. Desta forma, a definição D.19 expressa o entendimento da contribuição.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.2.3 Estabelecer metodologia para identificação de perigos e análise de riscos, demonstrando sua compatibilidade com a complexidade do cenário e sua adequação ao escopo e aos objetivos.	12.2.3 A PG12 trata apenas das análise de riscos de Segurança de Processo? Dado que a PG17 cita análise de tarefas. Essa compatibilidade pode ser apresentada através de padrões das empresas ?	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A prática 12 direciona o operador de contrato de E&P na identificação dos perigos envolvidos em todas as atividades, avaliação dos respectivos riscos, implementação de medidas e procedimentos para controle dos riscos durante todo o ciclo de vida das instalações. A PG-17 traz requisitos para as atividades que exigem permissões de trabalho seguro. As análises de risco das áreas afetadas pelo trabalho planejado devem seguir as diretrizes descritas na PG-12.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.3.1 b) o conhecimento na técnica utilizada; c) a experiência em análises de riscos;	12.3.1 b) o conhecimento na técnica utilizada é para o líder e será necessário comprovar? É aceitável que o critério seja apenas para o líder? O requisito é para qualquer análise de risco (tarefa e Segurança Industrial)? c) a experiência em análise de riscos somente para o líder deve ser demonstrada? Nota: O mais importante é o conhecimento dos profissionais nas disciplinas correlatas no entendimento dos perigos e análise dos riscos.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O item 12.3.1 indica o estabelecimento de critérios para a seleção de equipe multidisciplinar das análises de riscos. Os critérios (que envolvem experiência e conhecimento nas disciplinas) para a escolha do líder e membros participes são estabelecidos pelo operador no seu sistema de gestão. Contanto, é importante que neste processo seja considerado os postos nas alíneas (a) ao (f) do item 12.3.1.	Não acatar

Prática de Gestão nº 12	12.3.2 Identificar perigos e analisar riscos, considerando: d) cenários acidentais associados a grandes emergências; e) modos de Falha descritos nos padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria aplicáveis; h) vulnerabilidade das áreas potencialmente impactadas por cenários acidentais; l) riscos digitais e tecnológicos que possam comprometer a Segurança Operacional; e m) a integração com Fatores Humanos, em especial com os resultados das análises de confiabilidade humana.	12.3.2 Alínea d - Confirmar se o critério de definição para grandes emergências serão estabelecidas pelas próprias empresas. Alínea e - proposta de que os modos de falha sejam considerados pela complexidade da análise de risco a ser executada. Alínea h - o que a ANP espera deste item para instalações offshore? Alínea k - esclarecer se as incertezas são relacionadas à maturidade da informação para as análises de riscos alinhada ao ciclo de vida. Alínea l - esclarecer se os riscos digitais se relacionam aos sistemas de automação. Alerta: tempo de adequação. Alínea m - como a ANP espera que a integração com Fatores Humanos seja feita nas análises de riscos. O resultado da análise de risco ser input para a análise de confiabilidade humana.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	(d) os cenários associados a grandes emergências serão estabelecidos na Análises de Riscos do Operador para cada instalação e atividade, conforme item 12.3 (12.3.1 (c)) da PG-12. (e) os modos de falhas a depender do tipo de instalação devem ser consideradas quando já indicadas em guidelines e normativos, ou seja, nas Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. (h) este arcabouço regulatório abarca os ativos citados no art. 2º da resolução, isto inclui campos e instalações terrestres também. Os campos terrestres podem conter dentro áreas potencialmente afetadas por eventual acidente, ou em um acidente pode afetar áreas vulneráveis e sensíveis ambientalmente ou com população vizinha. Para os campos offshore, são as áreas vulneráveis ao derrame de óleo próximas as instalações, regiões sensíveis ambientalmente e de atividades socioeconômicas. (k) as incertezas a considerar na análise de riscos serão definidas pelo operador do contrato de E&P em suas atividades, como ausência de informação da atividade, instalação, operação ou empreendimento, ou outros. (l) O risco digital refere-se à exposição a ameaças cibernéticas, como malware, ataques de phishing, roubo de dados e violações de privacidade, e pode resultar em perdas financeiras, danos à reputação e interrupções nos negócios. Entende-se que o termo é bem conhecido internacionalmente, e assim como aos demais riscos, não é necessário definir nos termos deste regulamento. (m) os resultados das análises de confiabilidade humana devem integrar as análises de riscos da instalação. Maiores detalhes consultar a PG-04.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	12.4.1 Elaborar relatório para registro dos resultados da identificação de perigos e da análise de riscos, descrevendo: d) as medidas de controle de risco; e) a classificação do risco, antes e depois da implementação das medidas de controle de risco; g) os prazos de implementação de medidas de controle, compatíveis com a classificação de riscos e com a complexidade das medidas de redução de risco; j) a justificativa técnica, baseada em metodologia de risco compatível com a complexidade do cenário, em caso de revisão, mudança ou rejeição das medidas de controle de risco estabelecidas.	12.4.1 O relatório de identificação de perigos e da análise de riscos deve contemplar as informações até o item f. Para o atendimento do de cada item pode ser feito em diferentes relatórios pelos outputs dos sistemas de gerenciamento ? d)Sugere-se a adequação de texto e definição dos termos medidas de controle de risco, medidas de redução de risco e recomendações. O termo medidas de controle de risco está englobando as salvaguardas já existentes, sistemática de manutenção , de inspeção? e) Se o objetivo do item é demonstração de ALARP, o mesmo poderia apenas considerar a classificação do risco com a demonstração de ALARP de acordo com o critério de cada empresa? g e j) item a ser tratado dentro do sistema de gestão do operador j) Uma justificativa técnica compatível com o risco do cenário onde a recomendação foi gerada não requer obrigatoriamente a exigência de metodologia de risco, confirmar entendimento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	(d) procedeu-se a adequação do texto. e) a classificação do risco basea-de no critério de risco do operador. Caso o agente aplique a demonstração ALARP fica a critério do operador, contando que considere a implementação antes e depois das medidad e controle do risco. f) Não acatado. As recomendações de um relatório podem ser mais abrangentes que as medidas de controle dos riscos. g) e j) Alterado a redação 12.4.1 a fim de refletir o entendimento do proponente, vide novo item 12.4.2 j)Não acatado. Quaisquer alterações nas medidas de controle do risco devem ser embasadas em metodologia de risco compatível com a complexidade do cenário, conjuntamente a justificativa técnica. .	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 12	12.4.2 Demonstrar para cada cenário associado a grandes emergências que foram identificadas medidas de redução de risco até que não haja mais outra opção de redução a não ser a própria interrupção da atividade.	12.4.2 A expectativa da ANP é demonstrar em um processo de gestão os esforços para o pleno entendimento dos perigos e riscos com o texto " até que não haja mais outra opção de redução a não ser a própria interrupção da atividade."	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Não houve sugestão pelo proponente. Esclarece que propõe-se que haja demonstração de que para os cenários associados a grandes emergências foram identificadas medidas de redução de risco até que não haja mais outra opção de redução a não ser a própria interrupção da atividade, devendo-se registrar situações em que não há opções de tratamento disponíveis ou se as opções de tratamento não modificam suficientemente o risco [NBR ISO 31000]. O intuito é que os riscos de cenários de grandes emergências estejam em nível aceitável durante a operação de forma que esteja garantida a segurança das pessoas, do ambiente e da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	12.4.4 Divulgar à Força de Trabalho pertinente os riscos identificados, as salvaguardas existentes, o progresso das ações e a implementação das medidas de redução de risco.	12.4.4 Progresso das ações não é necessário divulgação para toda à Força de Trabalho e sem ganhos.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Sobre o progresso das ações, a informação deve estar embutida quando da implementação das medidas de redução.	Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.5.1.1 Revisar as análises de riscos sempre que houver:	12.5.1.1 Sugere-se manter o texto original do item 16.8.2. do SGSS. "16.8.2. Deverá ser avaliada a necessidade de revisão da análise de riscos principal quando ocorrer:" Entende-se que a revisão dos estudos sempre que houver a ocorrencia dos itens citados torna-se inviável no ciclo de vida da operação e não traz benefícios proporcionais ao esforço. f) esse item é gerenciado por meio do processo de gestão de mudança e em linha com os requisitos da PG11. No processo de revisão quinquenal das análises de risco todos as Gestões de Mudança são consideradas e refletidas na nova revisão quando aplicável.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Foi alterado o item 12.5.1.1 a fim de deixar mais abrangente de modo seja considerado e avaliado. f) O próprio operador poderá estabelecer em seu procedimento o detalhamento das indisponibilidades a considerar na análise de riscos e suas revisões.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 12	Alterar o texto do requisito 12.4.2 para "12.4.2 Demonstrar para cada cenário associado a grandes emergências que foram identificadas medidas de redução de risco até o nível de tão baixo como razoavelmente praticável.".	A condição de "tão baixo como razoavelmente praticável" (ALARP) é aceita internacionalmente como um critério de tolerabilidade do risco. Reconhecemos que, de uma forma geral, o conceito tem sido mal-empregado pela indústria que muitas vezes se declara com risco ALARP, mas sem de fato demonstrar que esta condição ALARP foi atingida. Neste contexto, a necessidade de demonstração da condição ALARP para grandes emergências é bem-vinda. Contudo, da forma como o texto é apresentado, o mesmo é muito mais restritivo do que a condição ALARP e contraria a prática adotada por diversos operadores e reguladores. Quase sempre é possível incluir alguma medida de redução de risco antes da interrupção da unidade. A maior parte destas, contudo, não é efetiva, ou seja, a medida (i) é excessivamente complexa; (ii) pode inserir novos riscos que podem exceder ou igualar o risco que se quer evitar ou; (iii) sua eficácia é excessivamente baixa ou desprezível. Sem um critério de parada realista e atingível, a maior parte das	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A proposta de demonstração para medidas de redução do risco associados a grandes emergências devem ser registrados e gerenciados. Convém ainda que os tomadores de decisão conheçam o risco remanescente após o tratamento do risco e, portanto, que este risco seja documentado e submetido a monitoramento e análise crítica [21]. Em que pese a cautela de que medidas de tratamento de riscos também podem introduzir novos riscos que precisam ser gerenciado [21], para os cenários associados a grandes emergências, há necessidade de implementação de medidas que vão além de boas práticas estabelecidas em normas. Preferiu-se não se adotar o termo conceito ALAP devido às várias interpretações que se pode dar [43]. Internacionalmente há exemplos de mau uso de técnica para demonstração ALARP, inclusive caso que culminou em acidente catastrófico [53], e no Brasil, há exemplo recente de má interpretação da terminologia, conforme explica o Ofício nº 573/2020/SSM/ANP-RJ SEI 0801720. fonte: NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	12.4.1 d) Sugere-se a adequação de texto e definição dos termos medidas de controle de risco, medidas de redução de risco e recomendações.	Maior clareza do texto	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Procedeu-se a adequação do texto conforme proposta.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 12	12.5.1.1 Sugere-se manter o texto original do item 16.8.2. do SGSS. "16.8.2. Deverá ser avaliada a necessidade de revisão da análise de riscos principal quando ocorrer:"	Entende-se que a revisão dos estudos sempre que houver a ocorrencia dos itens citados torna-se inviável no ciclo de vida da operação e não traz benefícios proporcionais ao esforço.	Camila Manfredini / Equinor	Foi alterado o item 12.5.1.1 a fim de deixar mais abrangente de modo seja considerado e avaliado.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 12	12.3.2 Novas variáveis deverão ser avaliadas nos estudos de riscos, como por exemplo maior detalhamento sobre os Fatores Humanos e os riscos digitais e tecnológicos. Portanto, pressupõe-se que será necessário adequar os estudos já existentes. Para adequação dos estudos passados e incorporação da nova metodologia, é entendido que o prazo de 1 ano seria mais assertivo para garantir a conformidade.	12.3.2 Devido às novas variáveis ainda serem pouco utilizadas dentro dos segmentos industriais no Brasil, é entendido estabelecer um prazo maior do que 6 meses para garantir a adequação e portanto, conformidade com o novo requisito.	Adelci Almeida de Mello Junior / Origem Energia S.A.	Comentário pertinente a período de adequação do regulamento que será avaliado na resolução.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 12	Contribuição em maiúscula... 12.5 Monitoramento 12.5.1 Estabelecer critérios para monitoramento do nível de risco estimado ou calculado durante o processo de avaliação de riscos. 12.5.1.1 Revisar as análises de riscos sempre que houver: a) mudanças no nível de risco (ELIMINAR, VER NOVO ITEM 12.5.1.1.1 ABAIXO) b) mudanças físicas, operacionais ou organizacionais; c) mudanças na base de dados, em referências normativas, premissas ou modelos, CONFORME APLICÁVEL; d) frequência de eventos indesejados associados ao escopo da análise de risco; e) lições aprendidas, CONFORME APLICÁVEL; f) indisponibilidade das salvaguardas contidas em análise de riscos anterior; e g) transcurso máximo de 05 (cinco) anos desde a realização da análise de riscos. 12.5.1.1.1 QUANDO HOUVER MUDANÇA NO NÍVEL DE RISCO, CONSIDERAR A PRÁTICA DE GESTÃO #16, E, REVISAR AS ANÁLISES DE RISCO SE O RESULTADO INDICAR A	A revisão das análises de risco a cada lição aprendida e mudanças em base de dados, e etc., pode fazer com que com alta frequência seja necessária nova revisão. Quando da indicação de uma lição aprendida for feita às Análises de Risco, que impacta em seu escopo e eventualmente risco, então é justificável, e não a cada emissão de lição aprendida. A alínea 'a' pode ser tratada pela já existente prática de gestão #16.	Elifas Magalhães Maia Canha / Infinity Oil Consulting Ltda	Foi alterado o item 12.5.1.1 a fim de deixar mais abrangente de modo seja considerado e avaliado. a) manter item. Um exemplo é a necessidade de reclassificação de um gasoduto. Neste caso a mundaça foi o nível de risco da instalação. C) e e) acatado.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 12	Não só os cenários associados a grandes emergências, mais todos os cenários que possam evoluir para uma emergência, pois esta classificação de cenários de emergência é exclusiva quando o evento necessita de recursos não previstos operacionalmente, para seu controle.	Para que o operador esteja preparado para responder à emergência, os procedimentos iniciais de resposta e seus recursos devem ser previstos e estarem em prontidão para cada cenário. Para isto faz-se necessário que os Cenários estejam identificados através de análise de riscos, e sejam trabalhdos. Entendemos que em um conjunto de cenários similares, uma vez atendido o de maior significância ou outros estarão também atendidos.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	Não houve sugestão pelo proponente. Esclarece que propõe-se que haja demonstração de que para os cenários associados a grandes emergências foram identificadas medidas de redução de risco até que não haja mais outra opção de redução a não ser a própria interrupção da atividade, devendo-se registrar situações em que não há opções de tratamento disponíveis ou se as opções de tratamento não modificam suficientemente o risco [NBR ISO 31000]. O intuito é que os riscos de cenários de grandes emergências estejam em nível aceitável durante a operação de forma que esteja garantida a segurança das pessoas, do ambiente e da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Alteração da redação do texto do item 12.4.1: “12.4.1 Elaborar relatório para registro dos resultados da identificação de perigos e da análise de riscos, descrevendo: e) a classificação do risco, antes e depois da implementação das recomendações; g) os prazos de implementação de recomendações, compatíveis com a classificação de riscos e com a complexidade das medidas de redução de risco; [...]” Remoção do item 12.4.1 (h).	Sobre o item: 12.4.1: Sugere-se uma alteração de conceitos propostos no requerimento. É premissa comum da indústria e em segurança de processos que as análises de riscos sejam realizadas considerando que as salvaguardas e medidas de controle estão disponíveis e funcionais. Desta forma, entende-se que os requerimentos 12.4.1.f e 12.4.1.g seriam aplicáveis às recomendações propostas no estudo, e não às medidas de controle existentes. Adicionalmente, entende-se que a definição de prazos durante a realização dos workshops pode prejudicar diretamente a execução dos mesmos. Grande parte das operadoras usufruem de consultoria especializada para facilitar os workshops e desenvolver o estudo dentro de um cronograma estabelecido. Ao trazer discussões de prazos de implementação de recomendações nos workshops, por exemplo, o cronograma pode ser comprometido e as partes interessadas tentarem acelerar a análise dentro do prazo estabelecido	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	e) a classificação do risco basea-de no critério de risco do operador. Caso o agente aplique a demonstração ALARP fica a critério do operador, contando que considere a implementação antes e depois das medidad e controle do risco. f) Não acatado. As recomendações de um relatório podem ser mais abrangentes que as medidas de controle dos riscos. g) e j) Alterado a redação 12.4.1 a fim de refletir o entendimento do proponente, vide novo item 12.4.2 h)Acatado parcialmente. Os cenários de grandes emergências devem ser originárias também das Análises de Riscos da instalação. Alterou-se inserindo "grandes emergências" para ficar mais claro o texto do item.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 12	Alterar redação do texto do item 12.4.2 para: “Demonstrar para cada cenário associado a grandes emergências que foram identificadas medidas de redução de risco até níveis ALARP.” Incluir alínea no Apêndice D com a definição do conceito ALARP, conforme apresentado na Resolução Nº 46/2016: “As Low As Reasonably Practicable - Tão baixo quanto razoavelmente exequível. Conceito de que os esforços para a redução de risco devem ser contínuos até que o sacrifício adicional (em termos de custo, tempo, esforço ou outro emprego de recursos) seja amplamente desproporcional à redução de risco adicional alcançada.”	sobre o item 12.4.2: Entende-se que o requerimento apresentado não está alinhado com boas práticas da indústria e outras referências normativas (RBPS, HSE SCR 2005, entre outras). Podemos assumir que sempre existirão medidas de redução de riscos além da interrupção da atividade, o que não implica que estas sejam exequíveis ou viáveis para execução de uma operação. O conceito de gestão de segurança de processos baseada em riscos preconiza que os níveis de riscos devem ser controlados a um nível tão baixo quanto razoavelmente praticável. Desta forma, propõe-se que a agência reajuste a redação do requerimento conforme o conceito de ALARP apresentado no RT-SGIP.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A proposta de demonstração para medidas de redução do risco associados a grandes emergências devem ser registrados e gerenciados. Convém ainda que os tomadores de decisão conheçam o risco remanescente após o tratamento do risco e, portanto, que este risco seja documentado e submetido a monitoramento e análise crítica [21]. Em que pese a cautela de que medidas de tratamento de riscos também podem introduzir novos riscos que precisam ser gerenciado [21], para os cenários associados a grandes emergências, há necessidade de implementação de medidas que vão além de boas práticas estabelecidas em normas. Preferiu-se não se adotar o termo conceito ALAP devido às várias interpretações que se pode dar [43]. Internacionalmente há exemplos de mau uso de técnica para demonstração ALARP, inclusive caso que culminou em acidente catastrófico [53], e no Brasil, há exemplo recente de má interpretação da terminologia, conforme explica o Ofício nº 573/2020/SSM/ANP-RJ SEI 0801720. fonte: NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ	Não Acatar

Prática de Gestão nº 12	Alterar redação do texto do item 12.5.1.1 para: “Avaliar e documentar a necessidade de revisão das análises de riscos sempre que houver: a) mudanças no nível de risco; b) mudanças físicas, operacionais ou organizacionais; c) mudanças na base de dados, em referências normativas, premissas ou modelos; d) frequência de eventos indesejados associados ao escopo da análise de risco; e) lições aprendidas; f) indisponibilidade das salvaguardas contidas em análise de riscos anterior; e g) transcurso máximo de 05 (cinco) anos desde a realização da análise de riscos.”	Prescrever a necessidade de revisão da análise de risco nestes cenários pode se tornar impraticável e não contribui com a eficácia do sistema de gestão de segurança operacional. Por exemplo, “mudanças físicas, operacionais ou organizacionais” são objeto da prática 16, que já estabelece a necessidade avaliação dos riscos associados (requerimento 16.3.d). Os cenários “d) Frequência de eventos indesejados associados ao escopo da análise de risco”; “e) lições aprendidas”; “f) indisponibilidade das salvaguardas contidas em análise de riscos anterior” sem dúvidas são pertinentes para uma gestão de risco eficiente, no entanto nem sempre implicam uma necessidade de revisão dos estudos. Revisar um estudo toda ocasião em que uma salvaguarda (especialmente não-crítica) estiver indisponível, por exemplo, pode se tornar impraticável durante o ciclo operacional de um ativo. Desta forma, sugere-se que seja	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	Foi alterado o item 12.5.1.1 a fim de deixar mais abrangente de modo seja considerado e avaliado. Pela sugestão, o item não é somente, avaliar e documentar, mas revisar.b) as mudanças físicas são gerenciadas pela PG-16, aqui no item devem refletir o resultado desta mudança na Análise de Riscos; d), e) e f) foram acatados parcialmente quando na alteração do item principal (12.5.1.1).	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 13	13.2 Planejamento de inspeção, verificação e manutenção 13.2.1 Estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção compatíveis com os riscos da Instalação e em conformidade com recomendações dos fabricantes, padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria, considerando: a) sistemas, estruturas e todos os Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional, incluindo sistemas e equipamentos redundantes ou fora de operação; e b) instruções claras quanto à periodicidade de realização das atividades, aos critérios para classificação de recomendações e aos prazos de conclusão.	13.2 / 13.2.1 Substituir a palavra teste por verificação, devido a diferença dos conceitos de teste e confirmação conforme definição D.52.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A intenção do termo original é testar a execução do equipamento, registrar os resultados, conforme procedimento periodicidade e critérios estabelecidos. Como por exemplo, teste de DHSV. O teste difere de verificação, que pode ser somente um check list. E não se confunde com a terminologia da definição D.52.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.3.1 Estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para Sistemas e Equipamentos Críticos de Segurança Operacional e de ferramentas para execução de Procedimentos Críticos de Segurança Operacional, .	13.3.1 Sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade são definidos conforme sistemática de gerenciamento do operador e já estão subentendidas na metodologia.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O detentor de direitos de E&P deverá estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para sistemas e equipamentos críticos de segurança operacional e de ferramentas para execução de procedimentos críticos de segurança operacional. Esse processo deverá contemplar a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida. Os operadores já possuem uma sistemática estabelecida, e o item está somente explicitando os requisitos para este item.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.4.2 Estabelecer requisitos para realização de inspeção e verificação em reparos e em outros elementos adicionados à Instalação em função de mudanças temporárias.	13.4.2 Substituir a palavra teste por verificação, devido a diferença dos conceitos de teste e confirmação conforme definição D.52.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A intenção do termo original é testar a execução do equipamento, registrar os resultados, conforme procedimento periodicidade e critérios estabelecidos. Como por exemplo, inspeção em solda. O teste difere de verificação, que pode ser somente um check list. E não se confunde com a terminologia da definição D.52.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	Alterar o texto do objetivo - item 13.1.1 para "Garantir a integridade e adequação ao uso de máquinas, equipamentos, instrumentos, estruturas, sistemas e acessórios durante todo o ciclo de vida da Instalação"	Da alteração do texto do objetivo - item 13.1.1 - Evitar redundância, pois o texto atual trás elementos que são citados no item 13.2 Planejamento de inspeção, teste e manutenção – “as condições necessárias para que a Instalação seja inspecionada, testada e mantida”;	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O objetivo da prática é diretamente o que está descrito no texto original, item 13.1. O item 13.2 cita como deverá ser sua implementação (o processo), que se executa por meio dos planos e procedimentos da própria empresa. Não há contradições.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	Alterar o texto do item 13.2.1 para "Estabelecer e implantar planos e procedimentos de inspeção, teste e manutenção em conformidade com as normas técnicas nacionais, internacionais, as recomendações dos fabricantes ou fornecedores e as melhores práticas da indústria, considerando: a) máquinas, equipamentos, instrumentos, estruturas, sistemas e acessórios da instalação; b) priorizar a manutenção preventiva e preditiva dos elementos críticos de segurança operacional, incluindo sistemas e equipamentos redundantes ou fora de operação; c) apreciação e redução de riscos e sistemática de liberação de trabalhos na definição de procedimentos para execução de inspeção, teste e manutenção.	Da alteração do texto do item 13.2.1 - a periodicidade de realização das atividades, os critérios para classificação de recomendações e os prazos de conclusão. devem estar em conformidade com as normas técnicas nacionais, internacionais, as recomendações dos fabricantes ou fornecedores; Da alteração do texto do item 13.2.1.a) - relacionar os itens da instalação de maneira inequívoca; Da alteração do texto do item 13.2.1.b) - considerar o requisito da NR 37, item 37.17.1.1; Da inclusão do item 13.2.1.c) - considerar o requisito da NR 37, item 37.17.2;	NEUMUNDO SANTOS ALVES	Item 13.2.1 - o texto original *"recomendações dos fabricantes, padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria"* já abarca todos os padrões e normas que podem ser aplicáveis (nacionais ou internacionais) e recomendações sejam de fabricantes ou outros fornecedores. Alínea (a) os itens sugeridos já encontram-se abrangidos em sistemas e estruturas da instalação, não sendo necessário pormenorizá-los dentro do texto. Alínea (b), o próprio operador deve estabeler os tipos de mantenção. Nova alínea (c) está englobada nas PGs 12 e PG-17.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	Alterar o texto do item 13.4.2 para "Executar apreciação e redução de riscos e sistemática de liberação de trabalhos para definição de procedimentos de inspeção e testes para reparos, comissionamento e descomissionamento de elementos da Instalação, inclusive em mudanças temporárias.	Da alteração do texto do item 13.4.2 - considerar referência da NR 37, item 37.17.2	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A intenção da sugestão de texto já está englobada na PG 17 de trabalho seguro.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	Contribuição 1: 13.1.1 Garantir a integridade e as condições necessárias para que a Instalação seja inspecionada, testada e mantida, de forma a garantir sua Adequação ao Uso durante o CICLO TOTAL DE VIDA da Instalação.	Justificativa 1: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo utilizado no regulamento "ciclo de vida" já tem sentido completo.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	Contribuição 2: 13.4 Reparo, revisão e recuperação 13.4.1 Garantir que as intervenções para serviços de REPARO, REVISÃO OU RECUPERAÇÃO estejam aderentes aos padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria; e 13.4.2 Estabelecer requisitos para realização de inspeção e testes em serviços de REPARO, REVISÃO OU RECUPERAÇÃO e em outros elementos adicionados à Instalação em função de mudanças temporárias, DEVIDAMENTE REGISTRADAS E ACOMPANHADAS EM SEU PRAZO DEFINIDO DE TEMPORALIDADE.	Justificativa 2: As atividades de “reparo” ,”revisão” e “recuperação” são serviços diferentes, em relação às intervenções e à integridade do equipamento que está sendo submetido a serviços de reparo, revisão ou recuperação. Por exemplo, de acordo com as Normas ABNT NBR IEC 60079-19 (Reparo, revisão e recuperação de equipamentos “Ex”) e ABNT NBR IEC 60050-426 (Vocabulário Eletrotécnico Internacional – Parte 426 – Atmosferas explosivas), tem-se as seguintes definições: REPARO: Ação para restaurar um equipamento defeituoso para a sua condição plena de serviço, atendendo à norma aplicável. O termo “norma aplicável” significa a norma na qual as partes individuais foram originalmente projetadas. REVISÃO: Conjunto de ações para recolocar um equipamento, quer esteja em utilização ou tenha ficado muito tempo estocado, porém sem estar defeituoso, à sua condição de	Roberval Bulgarelli	Os termos "intervenções e reparos" já englobam os conceitos sugeridos pelo proponente. Na questão do registro das mudanças temporárias, este tema é tratado na PG-8, item 8.4 Registro histórico (INFORMAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO).	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	Contribuição 3: 13.6.1 Monitorar e avaliar periodicamente os resultados das inspeções, testes, REPARO, REVISÃO ou RECUPERAÇÃO dos sistemas, equipamentos e estruturas, incluindo: a) a análise do histórico de inspeções, testes, MANUTENÇÃO PREDITIVA E PREVENTIVA, REPARO, REVISÃO OU RECUPERAÇÃO e condições operacionais;	Justificativa 3: Texto atualizado e complementado, de forma a incluir outros serviços ou atividades requeridos ao longo do CICLO TOTAL DE VIDA das instalações (manutenção preditiva e preventiva, reparo, revisão ou recuperação).	Roberval Bulgarelli	O item já cita as terminologias inspeção, teste, manutenção e operação, que compreendem os termos sugeridos, não havendo necessidade de discriminar.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	Contribuição 4: Figura 15 – Fundamentos da prática de gestão nº 13 Procedimentos: Inspeção, testes, manutenção, REPARO, REVISÃO E RECUPERAÇÃO	Justificativa 4: Procedimentos: Faltou incluir, além de inspeção, teste e manutenção, as atividades de REPARO, REVISÃO E RECUPERAÇÃO	Roberval Bulgarelli	Manutenção já abarca todos os termos sugeridos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	Substituir o item 13.2.1. b) instruções claras quanto à periodicidade de realização das atividades, aos critérios para classificação de recomendações e aos prazos de conclusão. Por: 13.2.2 o prazo de periodicidade das inspeções e das intervenções de manutenção deve considerar, no mínimo: a) o previsto nas Normas Regulamentadoras e normas técnicas nacionais e, na ausência ou omissão destas, nas normas internacionais; b) as recomendações dos fabricantes, em especial dos itens críticos à segurança operacional; c) as recomendações dos relatórios de inspeções de segurança e de análise de incidentes; d) as recomendações dos relatórios de análises de riscos; e) a existência de condições ambientais agressivas.	Harmonização com as Normas Regulamentadoras do Ministério do Trabalho. A minuta não determina o prazo de periodicidade das inspeções e das intervenções de manutenção, entretanto, na NR 20 é exigido que a determinação deste prazo, pelo empregador, deve considerar: a) o previsto nas Normas Regulamentadoras e normas técnicas nacionais e, na ausência ou omissão destas, nas normas internacionais; b) as recomendações do fabricante, em especial dos itens críticos à segurança e saúde do trabalhador; c) as recomendações dos relatórios de inspeções de segurança e de análise de acidentes e incidentes do trabalho, elaborados pela CIPA ou SESMT; d) as recomendações decorrentes das análises de riscos; e) a existência de condições ambientais agressivas.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A alínea (b) do item 13.2.1 foi alterado para deixar mais claro o texto. No texto foi inserido a alínea (c) a fim de esclarecer melhor quanto às recomendações.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.1.1 Estabelecer processos que visem a garantia da integridade e as condições necessárias para que a Instalação seja inspecionada, testada e mantida de forma a promover sua Adequação ao Uso durante todo o ciclo de vida da Instalação.	13.1.1 Em um sistema sociotécnico complexo é impossível GARANTIR qualquer coisa. Sugestão visa suprimir o termo "garantir" pelo verbo mais adequado ao requisito.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O objetivo da prática é diretamente o que está descrito no texto original, item 13.1. O item 13.2 cita como deverá ser sua implementação (o processo), que se executa por meio dos planos e procedimentos da própria empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.2.1 Estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção compatíveis com os riscos da Instalação, tendo em consideração as recomendações dos fabricantes, padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria, abrangendo: a) sistemas, estruturas e todos os Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional, incluindo sistemas e equipamentos redundantes, desativados temporariamente ou não descomissionados. b) instruções claras quanto à periodicidade de realização das atividades, aos critérios para classificação de recomendações de inspeção e aos prazos de tratamento.	13.2.1 - Recomendações dos fabricantes comumente apresentam viés comercial e demandam manutenções, substituição de componentes e/ou avaliações com frequência maior do que o necessário quando observado o histórico de confiabilidade do equipamento. Além disso, para a definição da estratégia de manutenção é importante considerar também o impacto da função ou da falha no sistema, de forma a otimizar tanto o uso dos recursos quanto o custo da manutenção. a) A priorização de manutenção de equipamentos fora de operação sem previsão de retorno operacional não condiz com os preceitos de gestão baseada no risco. São os equipamentos em stand-by que devem estar a aptos a operar e, portanto, devem ser mantidos com manutenção em dia. b) Recomendações são geridas em função do risco operacional, conforme preceitos do SGSO. Recomendações que não são concluídas no prazo original por questões de priorização podem ser monitoradas, conforme o próprio	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto dos itens (a) e (b) foram alterados de forma a evidenciar o tratamento dos equipamentos fora de operação. Incluído o novo item (d).	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 13	13.3.1 Estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para Sistemas e Equipamentos Críticos de Segurança Operacional e de ferramentas para execução de Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	13.3.1 O trecho "contemplando a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida" demanda processo complexo que requer prazo mínimo de adequação de 2 anos pelos seguintes motivos: Necessário definir ou revisar o processo de ressuprimento de insumos e sobressalentes críticos e os requisitos de avaliação de qualidade a serem observados durante os processos de aquisição, transporte e acondicionamento dos materiais. Necessidade de treinamento das equipes de manutenção e suprimentos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O detentor de direitos de E&P deverá estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para sistemas e equipamentos críticos de segurança operacional e de ferramentas para execução de procedimentos críticos de segurança operacional. Esse processo deverá contemplar a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida. Os operadores já possuem uma sistemática estabelecida, e o item está somente explicitando os requisitos para este item.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.3.2 Considerar, durante a fabricação e aquisição de itens de instalação e de equipamentos, considerados críticos para a Segurança Operacional, o atendimento aos padrões, códigos e normas.	13.3.2 Esta preocupação deve ser centrada nos elementos críticos de segurança operacional. Não entendemos ser adequado falar sobre melhores práticas de aquisição e os processos de fabricação já possuem normas, códigos e padrões.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que os insumos e materiais devem atender em seu processo de fabricação, normativos, códigos e melhores prática como requisito de qualidade.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.4.1 Estabelecer processos que visem a garantia de que as intervenções e reparos estejam aderentes aos padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria; e	13.4.1 Em um sistema sociotécnico complexo é impossível GARANTIR qualquer coisa. Sugestão visa suprimir o termo "garantir" pelo verbo mais adequado ao requisito.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O item traz os requisitos que o operador do contrato deve garantir nos serviços de reparos, seja de qualquer instalação abrangida pelo regulamento, a fim de chamar atenção para esta preocupação regulatória, consolidando os requisitos do arcabouço atual de garantia de aderência às melhores práticas da indústria, e de necessidade de testes e inspeção dos reparos. Assim, entende-se que o melhor termo a ser utilizado neste escopo é "garantir".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.4.2 Estabelecer requisitos para realização de inspeção ou testes em reparos ou em outros elementos adicionados à Instalação.	13.4.2 Excluir "mudanças temporárias". Uma vez que qualquer mudança na instalação demanda avaliação, não há necessidade de destacar as mudanças temporárias.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A intenção do item é destacar a inspeção e teste em reparos e itens adicionados, inclusive am alterações temporárias. Alterado texto para ficar mais claro.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.5.1 Estabelecer requisitos de garantia da qualidade na elaboração e execução dos planos e procedimentos, incluindo: c) Qualificação dos procedimentos de soldagem e dos soldadores para execução de reparos conforme norma pertinente; e	13.5.1 Alinhar o requisito conforme definição da nota técnica 41/2022: c)"O SGSS e o RTDT, no contexto de garantia de qualidade, principalmente, da execução de soldagem, já abordava o conceito de procedimento qualificado, porém, sem defini-lo. Desse modo, o novo regulamento técnico de segurança operacional trará a definição de Qualificação de Procedimento, com base em normas da ABNT [22]. Trata-se do ato de aprovar o resultado da execução de uma atividade em conformidade com as variáveis prescritas em um procedimento específico e com os requisitos mínimos citados nas normas e especificações aplicáveis, com base em laudo de avaliação, por meio de evidências documentadas."	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A ideia do regulamento é dirimir as prescrições e especificidades pertinente a cada tipo de instalação. A sugestão proposta especifica os processos de soldagem de dutos e linhas, mais pertinente aos anexos B e C.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.6.1 b) a avaliação da vida remanescente, quando aplicável;	13.6.1 A técnica de análise de vida remanescente só é aplicável para equipamentos cuja vida útil é definida por códigos de projeto que estabelecem a espessura de parede como parâmetro de integridade (notadamente equipamentos estáticos de processo). Grande parte dos demais equipamentos e estruturas da indústria de óleo e gás não são passíveis de avaliação de vida remanescente, exemplos, guindastes, vigas estruturais, turcos de baleeira, bote de resgate etc.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A avaliação de vida remanescente é utilizado para os sistemas e equipamentos aplicáveis a análise de vida útil conforme norma de projeto.	Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.1.1 Estabelecer processos que visem a garantia da integridade e as condições necessárias para que a Instalação seja inspecionada, testada e mantida de forma a promover sua Adequação ao Uso durante todo o ciclo de vida da Instalação.	13.1.1 Em um sistema sociotécnico complexo é impossível GARANTIR qualquer coisa.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O objetivo da prática é diretamente o que está descrito no texto original, item 13.1. O item 13.2 cita como deverá ser sua implementação (o processo), que se executa por meio dos planos e procedimentos da própria empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.2.1 Estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção compatíveis com os riscos da Instalação. Utilizando como base de avaliação outros elementos como recomendações dos fabricantes, padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria, considerando: a) sistemas, estruturas e todos os Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional, incluindo sistemas e equipamentos redundantes, desativados temporariamente ou não descomissionados. b)instruções claras quanto à periodicidade de realização das atividades, aos critérios para classificação de recomendações e aos prazos de tratamento. OU b)instruções claras quanto à periodicidade de realização das atividades, aos critérios para classificação de recomendações e processo para tratamento de prazos e ações de restabelecimento.	13.2.1 Recomendações dos fabricantes comumente apresentam viés comercial e demandam manutenções, substituição de componentes e/ou avaliações com frequencia maior do que o necessário quando observado o histórico de confiabilidade do equipamento. As recomendações dos fabricantes são importantes, principalmente dos equipamentos de segurança e salvatagem. a) A priorização de manutenção de equipamentos fora de operação sem previsão de retorno operacional não condiz com os preceitos de gestão baseada no risco. Equipamentos em fora de operação em stand-by devem estar a aptos a operar e portanto devem ser mantidos com manutenção em dia. b Recomendações são geridas em função do risco operacional, conforme preceitos do SGSO. Recomendações que não são concluídas no prazo original em por questões dee priorização podem ser monitoradas, conforme o próprio SGSO prevê. Desta forma, o termo	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto dos itens (a) e (b) foram alterados de forma a evidenciar o tratamento dos equipamentos fora de operação. Incluído o novo item (d).	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 13	13.3.1 Estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para Sistemas e Equipamentos Críticos de Segurança Operacional e de ferramentas para execução de Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	13.3.1 O trecho "contemplando a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida" já é considerado na sistemático de gerenciamento e controle.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O detentor de direitos de E&P deverá estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para sistemas e equipamentos críticos de segurança operacional e de ferramentas para execução de procedimentos críticos de segurança operacional. Esse processo deverá contemplar a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida. Os operadores já possuem uma sistemática estabelecida, e o item está somente explicitando os requisitos para este item.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.4.1 Estabelecer processos que visem a garantia de que as intervenções e reparos estejam aderentes aos padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria; e		Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O item traz os requisitos que o operador do contrato deve garantir nos serviços de reparos, seja de qualquer instalação abrangida pelo regulamento, a fim de chamar atenção para esta preocupação regulatória, consolidando os requisitos do arcabouço atual de garantia de aderência às melhores práticas da indústria, e de necessidade de testes e inspeção dos reparos. Assim, entende-se que o melhor termo a ser utilizado neste escopo é "garantir".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.6 Monitoramento e avaliação de resultados 13.6.1 Monitorar e avaliar periodicamente os resultados das inspeções, testes e reparos dos sistemas, equipamentos e estruturas, incluindo: a) a análise do histórico de inspeção, teste, manutenção e operação; b) a avaliação da vida remanescente, quando aplicável; c) a revisão dos limites operacionais, quando aplicável.	13.6 A técnica de análise de vida remanescente só é aplicável para equipamentos cuja vida útil é definida por códigos de projeto que estabelecem a espessura de parede como parâmetro de integridade, notadamente equipamentos estáticos de processo. Grande parte dos demis equipamentos e estruturas da inústria de óleo e gás não são passíveis de avaliação de vida remanescente, exemplos, guindastes, vigas estruturais, turcos de baleeira, bote de resgate, etc.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A avaliação de vida remanescente é utilizado para os sistemas e equipamentos aplicáveis a análise de vida útil conforme norma de projeto.	Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.1.1 Estabelecer processos que visem a garantia da integridade e as condições necessárias para que a Instalação seja inspecionada, testada e mantida de forma a promover sua Adequação ao Uso durante todo o ciclo de vida da Instalação.	13.1.1. Em um sistema sociotécnico complexo é impossível GARANTIR qualquer coisa.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O objetivo da prática é diretamente o que está descrito no texto original, item 13.1. O item 13.2 cita como deverá ser sua implementação (o processo), que se executa por meio dos planos e procedimentos da própria empresa.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.2.1 Estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção compatíveis com os riscos da Instalação. Utilizando como base de avaliação outros elementos como recomendações dos fabricantes, padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria, considerando: 13.2.1 a) sistemas, estruturas e todos os Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional, incluindo sistemas e equipamentos redundantes, desativados temporariamente ou não descomissionados. "b)instruções claras quanto à periodicidade de realização das atividades, aos critérios para classificação de recomendações e aos prazos de tratamento. OU b)instruções claras quanto à periodicidade de realização das atividades, aos critérios para classificação de recomendações e processo para tratamento de prazos e ações de restabelecimento."	13.2.1. Recomendações dos fabricantes comumente apresentam viés comercial e demandam manutenções, substituição de componentes e/ou avaliações com frequencia maior do que o necessário quando observado o histórico de confiabilidade do equipamento. 13.2.1 a) A priorização de manutenção de equipamentos fora de operação sem previsão de retorno operacional não condiz com os preceitos de gestão baseada no risco. Equipamentos em fora de operação em stand-by devem estar a aptos a operar e portanto devem ser mantidos com manutenção em dia. b) Recomendações são geridas em função do risco operacional, conforme preceitos do SGSO. Recomendações que não são concluídas no prazo original em por questões dee priorização podem ser monitoradas, conforme o próprio SGSO prevê. Desta forma, o termo "prazo de tratamento" traduz melhor as possibilidades de gerir as recomendações.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O texto dos itens (a) e (b) foram alterados de forma a evidenciar o tratamento dos equipamentos fora de operação. Incluído o novo item (d).	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 13	13.3.1 Estabelecer rotina sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para Sistemas e Equipamentos Críticos de Segurança Operacional e de ferramentas para execução de Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	13.3.1 O trecho "contemplando a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida" já é considerado na sistemática de gerenciamento e controle.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O detentor de direitos de E&P deverá estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para sistemas e equipamentos críticos de segurança operacional e de ferramentas para execução de procedimentos críticos de segurança operacional. Esse processo deverá contemplar a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida. Os operadores já possuem uma sistemática estabelecida, e o item está somente explicitando os requisitos para este item.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.4.1 Estabelecer processos que visem a garantia de que as intervenções e reparos estejam aderentes aos padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria; e		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	De acordo com a nova minuta de regulamento o princípio fundamental é considerar a empresa detentora dos direitos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural integralmente responsável pelo controle dos riscos advindos de suas operações. O item traz os requisitos que o operador do contrato deve garantir nos serviços de reparos, seja de qualquer instalação abrangida pelo regulamento, a fim de chamar atenção para esta preocupação regulatória e de qualidade, consolidando os requisitos do arcabouço atual de garantia de aderência às melhores práticas da indústria, e de necessidade de testes e inspeção dos reparos. Assim, entende-se que o melhor termo a ser utilizado neste escopo é "garantir".	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	"13.6 Monitoramento e avaliação de resultados 13.6.1 Monitorar e avaliar periodicamente os resultados das inspeções, testes e reparos dos sistemas, equipamentos e estruturas, incluindo: a) a análise do histórico de inspeção, teste, manutenção e operação; b) a avaliação da vida remanescente, quando aplicável; c) a revisão dos limites operacionais, quando aplicável."	13.6 A técnica de análise de vida remanescente só é aplicável para equipamentos cuja vida útil é definida por códigos de projeto que estabelecem a espessura de parede como parâmetro de integridade, notadamente equipamentos estáticos de processo. Grande parte dos demis equipamentos e estruturas da inústria de óleo e gás não são passíveis de avaliação de vida remanescente, exemplos, guindastes, vigas estruturais, turcos de baleeira, bote de resgate, etc.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A avaliação de vida remanescente é utilizado para os sistemas e equipamentos aplicáveis a análise de vida útil conforme norma de projeto.	Acatar

Prática de Gestão nº 13	13.2.1 Estabelecer planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção compatíveis com os riscos da Instalação, utilizando como base de avaliação elementos como recomendações dos fabricantes, padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria, considerando:	13.2.1 - Recomendações dos fabricantes devem ser utilizados como parâmetro, porém vale ressaltar que muitas vezes apresentam viés comercial e demandam manutenções, substituição de componentes e/ou avaliações com frequencia maior do que o necessário quando observado o histórico de confiabilidade do equipamento.	Camila Manfredini / Equinor	O regulamento de segurança operacional tem intenção não prescritiva, ficando o operador responsável por estabelecer a gestão de segurança conforme padrões, normas e códigos, assim como em conformidade com as melhores práticas da indústria. Entende-se que as recomendações dos fabricantes podem abarcar elementos essenciais de segurança que devem ser consideradas e avaliadas pelo operador.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	13.3.1 Estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para Sistemas e Equipamentos Críticos de Segurança Operacional e de ferramentas para execução de Procedimentos Críticos de Segurança Operacional.	13.3.1 - O trecho "contemplando a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida" já é considerado na sistemática de gerenciamento e controle. A ANP não deveria ser prescritiva neste item do regulamento.	Camila Manfredini / Equinor	O detentor de direitos de E&P deverá estabelecer sistemática de gerenciamento e controle para disponibilização e reposição de partes e insumos para sistemas e equipamentos críticos de segurança operacional e de ferramentas para execução de procedimentos críticos de segurança operacional. Esse processo deverá contemplar a identificação de sobressalentes essenciais, a quantidade mínima de estoque e a qualidade requerida. Os operadores já possuem uma sistemática estabelecida, e o item está somente explicitando os requisitos para este item.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 13	Alterar a redação do texto do item 13.2.1 para: “13.2.1.a) sistemas, estruturas e todos os Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional, incluindo sistemas e equipamentos redundantes; e”	Sobre o item 13.2.1: Sugere-se a remoção do trecho “fora de operação” do requerimento visto que equipamentos, mesmo que críticos, podem se encontrar fora de operação sem previsão de retorno. Sendo assim, o requerimento não teria propósito alinhado com o objetivo da prática de gestão estabelecido no item 13.1.1 e o conceito de Adequação ao Uso definido no Apêndice D.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	O texto dos itens (a) e (b) foram alterados de forma a evidenciar o tratamento dos equipamentos fora de operação. Incluído o novo item (d).	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 13	Alterar a redação do texto do item 13.5.1 para: “13.5.1.a) a utilização de materiais e insumos em conformidade com as especificações de projeto, padrões, códigos, normas e outras melhores práticas da indústria; e”	Sobre o item 13.5.1: Sugere-se a remoção da caracterização de “certificados” para os insumos e materiais, uma vez que o processo de certificação não é aplicável a todo tipo. Entende-se que a redação proposta já estabelece que, caso requerido por normas ou padrões, o insumo para estar em conformidade deverá ter sua certificação apropriada.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	A sugestão do proponente é pertinente.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 14	14.2.1 Designar equipe qualificada responsável pela elaboração e revisão de planos de emergência específicos para as Instalações, considerando: a) a qualificação compatível com a dimensão do cenário considerado, a complexidade da atividade, operação, Instalação ou empreendimento a ser analisado, e , quando aplicável, com a caracterização socioambiental da área afetada; b) e c) excluir	14.2.1 A revisão e a elaboração do plano tem necessidades distintas em função das características da instalação, devendo a composição da equipe ser definida a partir do gerenciamento de riscos da instalação. a) devido às diferentes características dos ambientes offshore e onshore b e c) o envolvimento da equipe de projeto não é fundamental para a elaboração de planos e nem viável para instalações já em operação (ex: refinarias). Nota: no plano de evento de poço, é necessário que haja a previsão do acionamento da equipe de projeto do poço de alívio no momento da resposta. Contudo, não é necessária a participação dessa equipe na elaboração do plano de resposta c - esse item não é determinante para a definição da equipe e a preocupação expressa já está contemplada na alinea j do item 14.3	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	14.2.1'a': A designação da equipe multidisciplinar deve considerar os riscos provenientes da instalação, o que inclui conhecer as consequências dos cenários acidentais e, portanto, a caracterização socioambiental da área afetada, que irá variar se o ambiente for offshore ou onshore. Assim, entende-se que a manutenção de "caracterização socioambiental" (e não somente "quando aplicável") cobre o proposto. 14.2.1'b': O envolvimento da equipe ou de pessoa que participou do projeto (e não da construção) é relevante pois é necessário a participação de alguém que conheça as características de projeto, que tenha participado da elaboração da análise de riscos e do dimensionamento inicial dos recursos de resposta a emergência. Alterado parcialmente o item. 14.2.1 ´c´: O item deixa a possibilidade da identificação da necessidade de recursos compartilhados, como por exemplo, área de poços. O item vem para abrir essa possibilidade de *agreement.* Item mantido.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.6.1 Implantar gestão para o acompanhamento da manutenção do estado de prontidão dos materiais, sistemas e equipamentos necessários à implementação do plano de resposta à emergência, incluindo os recursos compartilhados.	14.6.1 O verbo "garantir" e os termos confiabilidade, disponibilidade e funcionamento podem gerar interpretações equivocadas acerca da prontidão dos recursos durante uma inspeção, haja vista que é previsto que parte dos recursos contemplados no plano sofram intervenções de manutenção e fiquem temporariamente não operacionais. Por esta razão, o dimensionamento de recursos do plano prevê sempre um excedente a fim de cumprir com o requisito necessário indicado.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Recursos para resposta à emergência, em sua maioria, são tratados como elementos críticos de segurança e, por isso, sua confiabilidade, disponibilidade e funcionalidade precisam ser garantidas. Isso não implica que eles não possam passar por manutenção, tornando-os temporariamente não operacionais. Conforme justificativa apresentada, o plano de resposta à emergência deverá ser dimensionamento considerando essas situações e prevendo recursos excedentes, de modo que sempre haja uma estrutura para combater a emergência de forma eficaz. No item alterado o termo "funcionamento", a fim de harmonizar com as terminologias da prática.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	Contribuição 2: 14.3.1 Estabelecer o plano de emergência, que DEVE conter os procedimentos de preparação e de resposta a emergências, incluindo:	Justificativa 2: Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, TEM QUE, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	Texto alterado conforme proposto pelo contribuinte	Acatar

Prática de Gestão nº 14	Substituição do item 14.8.1 pelo 14.8.2 e Remoção do item 14.8.1.	Sobre o item 14.8.1: A remoção do requerimento foi proposta com base no entendimento de que a avaliação de desempenho da capacidade de resposta deva ser feita com o acionamento por meio de simulados ou incidentes, conforme também estabelecido no requerimento 14.8.2. A avaliação periódica da capacidade de resposta pode ser objeto de uma análise crítica dentro do processo de revisão do plano de emergência, no entanto não pode ser definida como uma avaliação de desempenho. Desta forma, sugere-se a remoção do item e que este seja considerado dentro da seção 14.9.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	De modo a esclarecer o entendimento, sem necessidade de alteração dos requisitos, apenas o título do item foi alterado para "avaliação do plano de resposta a grandes emergências", englobando tanto a avaliação periódica do plano, que independe do seu acionamento por incidente ou exercício simulado, quanto a avaliação de desempenho.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.2.5 Descrever para os cenários de blowout, no mínimo: d) descrição, para os cenários de blowout, de, no mínimo: recursos humanos, equipamentos e materiais para a construção dos poços de alívio; disponibilidade, logística e estimativa de tempo para mobilização e instalação dos sistemas de capeamento e/ou contenção.	Ferramentas específicas para perfuração do poço de alívio direcional estão subentendidas na necessidade de materiais para construção deste poço, já previamente citada.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Sugestão parece deslocado. A sugestão é para o item A.14 (Plano de emergências) do Apêndice A.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.2.2 Identificar os cenários acidentais que podem ocasionar as grandes emergências, nos termos da prática de gestão nº 12, descrevendo os procedimentos de resposta associados e suas consequências.	14.2.2 na prática 12 já é mencionada a metodologia a ser observada para a identificação das grandes emergências. Como sugestões: 1.Plataformas Perda de controle de poço associada com derramamento de hidrocarbonetos que possa atingir águas marinhas ou interiores Afundamento de unidade marítima e todas as consequências associadas (derramamento de hidrocarbonetos, perda de vidas humanas) Explosão/incêndio/adernamento com múltiplas vítimas 2.Dutos Rompimento completo de duto seguido de incêndio Vazamento por duto que possa atingir áreas com concentração humana ou unidades de conservação 3.Poços terrestres Perda de controle de poço associada com derramamento de hidrocarbonetos que possa atingir águas interiores, áreas com concentração humana ou unidades de conservação	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto proposto pelo contribuinte foi acatado, o texto passou a ser: *"Identificar os cenários acidentais que podem ocasionar grandes emergências, nos termos da prática de gestão nº 12, descrevendo os procedimentos de resposta associados a cada cenário e suas consequências."*	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 14	Contribuição 1: 14.1.1 Garantir o adequado planejamento e gerenciamento de grandes emergências que possam ocorrer durante o CICLO TOTAL DE VIDA da Instalação, ...	Justificativa 1: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" tem sentido completo, não havendo necessidade de complementos.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.1.1 Garantir o adequado planejamento e gerenciamento de grandes emergências que possam ocorrer durante todo o ciclo de vida das instalações onshore e offshore, com foco na proteção da vida humana, do meio ambiente e do patrimônio.	14.1.1 Para esse item, seria necessário definir no apêndice D o conceito de grandes emergências e de instalações Instalações offshore : sondas durante a atividade de perfuração, plataformas e dutos submarinos durante a fase de produção e descomissionamento. Poços apenas serão considerados quando conectados a sondas ou sistemas de produção.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento técnico, em seu apêndice D.37, tra a definição de "Instalação", que abarca todas as integrantes do contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural relacionadas no artigo 2º da Resolução. Não sendo necessário citá-las individualmente na prática. Os cenários de grandes emergências são definidos nos estudos de riscos de cada operador conforme estabelecido na PG-12, item 12.3.1.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.3.1 Este planejamento deverá conter os procedimentos de preparação e de resposta a emergências, incluindo: a) abrangência, Descrição da instalação ou atividade atendida pelo Plano de Resposta a Grandes Emergências, considerando interligações a outras instalações, bem como os recursos naturais e socioeconômicos potencialmente impactados, quando aplicável; b) descrição dos acessos terrestres, aéreos e marítimos à Instalação que podem ser utilizados para a mobilização adicional de recursos materiais e humanos para a resposta no local do incidente (...) f) Estrutura Organizacional de Resposta, em função do nível da complexidade do cenário, quando aplicável; (...) k) excluir (...)	14.3.1 a) a ser definido em função das características das instalações b) esclarecimento do item, sem alteração de conceito f) em diversas ocasiões não há definição prévia da EOR final em função da complexidade do evento, mas sim a previsão de crescimento gradual desta EOR a partir das necessidades e complexidades da resposta. k) Os critérios para encerramento da emergência são definidos, no momento da resposta, pela EOR a partir das condições observadas no campo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	14.3.1'a': texto alterado conforme proposto, exceto pelo "quando aplicável". O requisito se refere a "recursos naturais e socioeconômicos potencialmente impactados". O uso de "potencialmente" já implica em "quando aplicável", ou seja, não se não há potencial de recursos naturais e socioeconômicos serem impactos, não há o que se considerar a esse respeito. 14.3.1'b': O termo acessos já inclui todo o acesso que pode ser utilizado para mobilização. Não tendo necessidade de alteração. 14.3.1'f': o plano de resposta à emergência deverá prever, conforme justificativa apresentada, a previsão de crescimento gradual da EOR a partir das necessidades e complexidades da resposta. 14.3.1'k': os critérios para encerramento da resposta fazem parte do conteúdo mínimo de um plano de resposta à emergência, ou seja, os critérios para decisão quanto ao encerramento das operações são definidos previamente a emergência. No momento da resposta, a partir das condições observadas no campo e dos critérios pré-estabelecidos no plano, será decidido ou não pelo encerramento da emergência. Como exemplo de abordagens desta natureza, cita-se o item 4, Anexo I, da Resolução Conama nº 398/2008.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 14	Incluir item novo: 14.2.3 O plano de resposta a emergência (ou documento equivalente) da instalação ou plano de suporte corporativo (aplicável a múltiplas instalações na mesma bacia ou em diferentes áreas geográficas) deverá conter item específico para o planejamento de grandes emergências.	14.2.3 Complementar o item 14.2.2	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O Plano de Emergência deve ser específico.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.3 Requisitos para o planejamento de respostas a grandes emergências	14.3 O planejamento de resposta a grandes emergências pode ser parte integrante de um outro plano já existente, não sendo necessário um plano específico para o tema	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O plano específico é fundamental dada a importância e magnitude dos impactos causados na grande emergência.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.4 incorporar esse item ao item anterior, continuando a numeração k) procedimentos de resposta, com indicação dos meios adequados de comunicação e das atribuições e responsabilidades de cada função da EOR; l) descrição da logística, estimativa de tempo para a mobilização e a atuação da Estrutura Organizacional de Resposta, na locação e na base, equipamentos, ferramentas	14.4 Parte integrante do item 14.3.1	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No regulamento optou-se por manter o procedimento em item específico. A justificativa do proponente somente sugere compilar os dois itens.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.4.2 Designar área responsável ou responsável e eventuais substitutos para as principais funções previstas na Estrutura Organizacional de Resposta (lideranças das seções de Operações, Planejamento, Logística, Finanças, Assessorias e Comando).	14.4.2 Esclarecimento do item, sem alteração de conceito.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A proposta altera o conceito. Para garantir que a resposta seja adequada, é preciso que todos aqueles que fazem parte da EOR estejam disponíveis ou, na inviabilidade, o seu substituto previamente indicado. O que se espera é que haja pessoal capacitado capaz de exercer as funções necessárias para responder ao cenário de grande emergência, mesmo que haja uma certa degradação da EOR. A EOR precisa ser pensada em caso de degradação. Adicionalmente, a proposta apresentada utiliza terminologia do Incident Command System (ICS) que não é, necessariamente, utilizada por todos os Operadores.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.5.1 Estabelecer procedimentos de comunicação interna e externa, incluindo, quando aplicável, empresas Contratadas, comunidades vizinhas aos ativos, agências reguladoras e demais autoridades governamentais competentes	14.5.1 Esclarecimento do item, sem alteração de conceito.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A intenção do item do regulamento é o estabelecimento de sistemas de comunicação. A proposta altera o conceito, já que o texto original do requisito 14.5.1 foi completamente excluído sem que tenha havido justificativa pelo contribuinte.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.7.1.1 - Para instalações terrestres, treinar todas as pessoas expostas aos cenários acidentais, incluindo as comunidades vizinhas, quando aplicável, quanto aos procedimentos de alarme e evacuação	14.7.1.1 Para instalações offshore, os treinamentos sobre procedimentos de alerta e abandono do público interno de bordo já são requisitos obrigatórios exigidos pela Marinha do Brasil por intermédio da NORMAM. Para instalações terrestres, as comunidades devem ser treinadas, sempre que existentes no entorno imediato das plantas.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto foi alterado a fim de esclarecer melhor o item.	Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.5.1.1 Para instalações terrestres, estabelecer programa de treinamento, conscientização e mobilização pública, visando manter empresas, comunidades vizinhas aos ativos, quando aplicável, e autoridades informados sobre o planejamento para a resposta a grandes emergências.	14.5.1.1 Instalações offshore possuem grande área afetada, muito além do entorno imediato, não sendo exequível a aplicação integral destes requisitos. Novo item: instalações offshore possuem grande área afetada, muito além do entorno imediato, não sendo exequível a aplicação integral destes requisitos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Um procedimento de comunicação interna e externa no planejamento de grandes emergências é essencial de forma não só informar as situações de emergência a Força de trabalho seja, própria ou terceirizada, como às autoridades externas e instalações próximas (para o caso offshore} ou comunidades circunvizinhas, no caso onshore. A aplicabilidade do quesito, depende da localidade da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.8.1 Avaliar periodicamente a capacidade de resposta para cada cenário acidental associado a grandes emergências, incluindo: c) o tempo para mobilização de recursos de resposta, quando aplicável; g) Operações Simultâneas e interligações a outras instalações; quando aplicável; e h) as interfaces com empresas Contratadas, quando aplicável;.	14.8.1 Esclarecimento da aplicação dos conceitos frente à diferença de realidades entre instalações offshore e onshore.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Acerca do item 14.8.1, texto alterado, conforme proposto com pequena adaptação a fim padronizar o item. Na alínea 'c'do item 14.8.1, entende-se que é imprecíndivel para avaliação da capacidade de resposta para cenários relacionados à grandes emergências, não cabendo o *"quando aplicável"* . Com relação as propostas das alíneas 'g' e 'h', neste quesito, propõe-se ainda a avaliação de as características do ambiente no entorno da instalação, (ii) as características das diferentes fases do ciclo de vida, já que os riscos, o POB, entre outros, são distintos para cada fase; (iii) as operações simultâneas e interligações com outras instalações, tais como presença de flotel, sondas para workover e situações temporárias com potencial de alterar significativamente o previsto na resposta à emergências; e (iv) a interface com empresas contratadas. Sabendo que operações simultâneas podem ocorrer com frenquência e que o POB de plataformas, mesmo próprias, possuem alta percentagem de contratados, optou-se por manter o texto conforme minuta.	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 14	14.7.2 Estabelecer exercícios simulados periódicos de todos os cenários acidentais associados a grandes emergências, de forma que: a) todos os cenários sejam contemplados em periodicidade a ser definida por cada operador, em função do gerenciamento de riscos de cada instalação, podendo um mesmo simulado englobar mais de um cenário; b) especificamente para os cenários associados a emergências de controle de poço marítimo, o operador deverá contemplar, no máximo, um simulado de alta complexidade com este cenário por ano, válido para toda a corporação. (incluir) c) a frequência dos exercícios seja adequada a matriz de riscos dos cenários; d) todos as lideranças das principais seções da Estrutura Organizacional de Resposta (seções de Operações, Planejamento, Logística, Finanças, Assessorias e Comando) tenham sido exercitadas em simulados ou em treinamentos específicos do sistema de gerenciamento de incidentes ao final de um período de 3 (três) anos; e) os exercícios se aproximem ao máximo possível da situação real, podendo incluir a simulação table-top, a mobilização de recursos ou o uso do sistema de comunicação, sem colocar os partícipes em risco. (incluir)	14.7.2 b) Em função da elevada complexidade técnica, torna-se inviável a realização de múltiplos simulados por instalação a cada ano e também desnecessário, uma vez que todos preveem o acionamento de quadros técnicos listados em planos de suporte corporativos e que são comuns a diversas instalações offshore c) esclarecimento do item, sem alteração de conceito d) a capacitação da EOR para planejamento e resposta envolve não apenas a participação em simulados como a realização de treinamentos ICS. Ajuste de prazo em alinhamento às boas práticas de reciclagem da capacitação EOR no exterior. e) adequação do conceito de simulados de alta complexidade à prática da indústria, com previsão da possibilidade de realização de simulados sem a mobilização de campo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Item 14.7.2 (b) o regulamento fala dos simulados dos cenários acidentais associados a grandes emergências (c) não traz mudanças de conceito, e assim optou-se por manter o texto original (d) o requisito 14.7.2 trata especificamente de exercícios simulados, o que não impede o Operador de promover capacitação de outra natureza, conforme requisito 14.7.1, que trata de um programa de treinamento. Para garantir que a resposta seja adequada, é preciso que todos aqueles que fazem parte da EOR estejam aptos e capacitados para exercer as funções necessárias para responder ao cenário de grande emergência (e não somente as lideranças). Adicionalmente, a proposta apresentada utiliza terminologia do Incident Command System (ICS) que não é, necessariamente, utilizada por todos os Operadores. Em relação a proposta de ajuste de prazo, decorrente de alinhamento às boas práticas de reciclagem da capacitação da EOR no exterior, reforça-se que o requisito trata de exercícios simulados. (e) as especificidades de cada simulado pode ficar a critério do operador, contanto que seja o máximo possível da situação real e sem colocar os partícipes em risco.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.8.2 Avaliar o desempenho do plano de resposta a emergência e planos de suporte, decorrente do seu acionamento por Incidentes associados a cenários de grandes emergências ou exercício simulado.	14.8.2 Esclarecimento da aplicação dos conceitos frente à diferença de realidades entre instalações offshore e onshore.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento técnico do sistema de gestão de segurança operacional utiliza a terminologia "plano de resposta a emergência". Não há menção a "plano de suporte". Independente da nomenclatura a ser utilizada pelo Operador, que poderá ser verificada na Matriz de Correlação, o que se espera é o atendimento aos requisitos da prática de gestão. Com relação a inserção de "associados a cenários de grandes emergências", o texto já está explicíto no objetivo (14.1.1, 14.3.1 c, 14.7.1 e replicado no 14.8.1), não havendo necessidade de alteração no 14.8.2.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.2.2 Identificar os cenários acidentais que podem ocasionar grandes emergências, nos termos da prática de gestão nº 12, descrevendo os procedimentos de resposta associados e suas consequências.		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Este contribuinte não trouxe justitifcativa de alteração. No entanto, este item foi comentado por outro contribuinte, sendo então adaptado, o texto passou a ser: *"Identificar os cenários acidentais que podem ocasionar grandes emergências, nos termos da prática de gestão nº 12, descrevendo os procedimentos de resposta associados a cada cenário e suas consequências."*	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 14	"14.2.1 Designar equipe multidisciplinar responsável pela elaboração e revisão de planos de emergência das Instalações, considerando"		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Não houve justificativa para alteração proposta. Portanto, não foi possível avaliar a contribuição.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.4.1 Estabelecer procedimentos de resposta que contemplem o processo de resposta a grandes emergencias, priorizando a proteção à vida humana e incluindo:		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Não houve justificativa para alteração proposta. Portanto, não foi possível avaliar a contribuição. Além disso, o objetivo da PG, item 14.1.1, já cita o texto proposto pelo proponente.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.4.1 c) tarefas de cada função prevista na Estrutura Organizacional de Resposta;		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Não houve justificativa para alteração proposta. Portanto, não foi possível avaliar a contribuição. O 14.4.1 c vem reforçar que as funções da EOR são planejadas por cada cenário acidental.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	"14.5.1.1 Estabelecer procedimentos de comunicação interna e externa, incluindo, conforme aplicavel, empresas Contratadas, comunidades vizinhas aos ativos, agências reguladoras e demais autoridades governamentais competentes. "		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Um procedimento de comunicação interna e externa no planejamento de grandes emergências é essencial de forma não só informar as situações de emergência a Força de trabalho seja, própria ou terceirizada, como às autoridades externas e instalações próximas (para o caso offshore} ou comunidades circunvizinhas, no caso onshore. A aplicabilidade do quesito, depende da localidade da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.5.2 Estabelecer programa de treinamento, conscientização e mobilização pública, conforme aplicável, visando manter empresas, comunidades vizinhas aos ativos e autoridades seguras	14.5.2 Definição das esferas de envolvimento. No caso de empreendimentos offshore qual será o critério adotado para definição de comunidades vizinhas?	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Os programas de treinamento, conscientização e mobilização pública do planejamento de grandes emergências é essencial de forma a esternder, quando for aplicável, às autoridades externas e instalações próximas (para o caso offshore} ou comunidades circunvizinhas, no caso onshore. A aplicabilidade do quesito, depende da localidade da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	"14.7.1 Estabelecer um programa de treinamento que contemple grandes emergências. "		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O programa de treinamento deve estar alinhado ao cenário acidental conforme proposto no texto.	Não acatar

Prática de Gestão nº 14	14.7.2 Estabelecer exercícios simulados periódicos associados a grandes emergências, de forma que: a) todos os cenários sejam contemplados no prazo de 2 (dois) anos, podendo um mesmo simulado englobar mais de um cenário; b) a frequência dos exercícios seja adequada a matriz de risco; c) as principais funções da Estrutura Organizacional de Resposta tenham sido exercitadas ao final de um período de 2 (dois) anos; e "	14.7.2 c) Considera-se que a EOR pode se expandir de acordo com o escalonamento, o termo "todos" pode ser complexo para ser totalmente contemplado.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Para garantir que a resposta seja adequada, é preciso que todos aqueles que fazem parte da EOR estejam aptos e capacitados para exercer as funções necessárias para responder ao cenário de grande emergência (e não somente as principais funções).	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.8.1 Periodicamente é um termo muito abrangente. Será aceita a periodicidade definida pelo concessionário?		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A periodicidade deverá ser estabelecida pelo Operador.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.7.1.1 Prover treinamentos para os públicos expostos aos cenários acidentais, incluindo comunidades vizinhas, quando aplicável, contemplando no mínimo os procedimentos de alarme e evacuação.	14.7.1.1 Ajustar redação, uma vez que não é possível treinar todas as pessoas expostas. Nunca será possível garantir presença de todas as pessoas de uma comunidade, uma vez que a participação dessas pessoas afetadas é voluntária, não mandatória.	Camila Manfredini / Equinor	O texto foi alterado a fim de esclarecer melhor o item.	Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.8.1 Avaliar periodicamente a capacidade de resposta a grandes emergências, incluindo:	14.8.1 Dar clareza que está relacionado a grandes emergências, conforme itens anteriores do regulamento.	Camila Manfredini / Equinor	Texto alterado, conforme proposto com pequenas adaptações a fim esclarecer o item.	Acatar
Prática de Gestão nº 14	14.8.2 Avaliar o desempenho do plano de emergência, decorrente do seu acionamento por grandes emergências ou exercício simulado.		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	A proposta de inserção de "associados a cenários de grandes emergências", visa apenas repetir o texto que já está explicíto nos itens 14.1.1, 14.3.1 c, 14.7.1 e replicado no 14.8.1. Então, não há necessidade de alteração no 14.8.2.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 14	14.3.1 Como delimitado nas Práticas de Gestão anteriores, é entendido que os termos "socioambientais" e "socioeconômicos" abrangem contextos adicionais, nos quais vão além dos riscos tratados pelo SGSO, que possui como essência, o foco de cenários acidentais. A sugestão é delimitar a questão da vulnerabilidade da comunidade do entorno das instalações, de forma mais diretiva, relacionando-a aos eventos acidentais somente.	Os termos "socioambientais" e "socioeconômicos", apesar de possuírem sinergia com a temática de segurança de processos, abrangem contextos que vão além da vulnerabilidade da comunidade do entorno, associada aos eventos acidentais.	Adelci Almeida de Mello Junior / Origem Energia S.A.	O objetivo do regulamento técnico do SGSO, conforme as disposições iniciais do Anexo I, é: estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e funcionamento de um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) durante todo o ciclo de vida das instalações, visando à segurança das operações e ao desenvolvimento sustentável nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, com o objetivo de proteger a vida humana, o meio ambiente e as atividades econômicas próprias e de Terceiros. Sendo assim, as questões socioambientais e socioeconômicas estão delimitadas nas práticas de gestão, de forma explícita ou não. Especificamente sobre o requisito 14.3.1'a', para elaboração dos procedimentos de preparação e resposta a emergências, é preciso conhecer as características do local onde a atividade se desenvolve, incluindo os recursos naturais e as atividades socioeconômicas. A partir desse conhecimento, é que poderá ser definido o procedimento de forma mais fidedigna a realidade, com o uso de recursos e ações direcionados ao caso concreto. Ex: os procedimentos de resposta para um cenário acidental com potencial de atingir um rio onde há recursos pesqueiros não será o mesmo daquele com potencial de atingir uma área ambientalmente degradada.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 14	Alterar a redação do texto do item 14.5.1 para: “14.5.1 Estabelecer sistemas eficazes de comunicação e alarme, certificando-se de sua confiabilidade, funcionalidade e disponibilidade.”	Sobre o item 14.5.1: Sugere-se a alteração do texto para garantir a aderência dos termos utilizados em outros requerimentos ao longo da minuta do regulamento técnico.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	Texto alterado conforme proposto a fim de melhorar as terminologias do regulamento.	Acatar

Prática de Gestão nº 14	Não só os cenários associados a grandes emergências, mais todos os cenários de emergência que devem ser trabalhados e hierarquizados, pois esta classificação de cenários de emergência é exclusiva quando o evento necessita de procedimentos iniciais e recursos não previstos operacionalmente, para sua resposta.	Para que o operador esteja preparado para responder à situação de emergência, os procedimentos iniciais e recursos devem ser previstos e estarem em prontidão para cada cenário. Para isto faz-se necessário que os Cenários ed emergência estejam identificados através de análise de riscos. Entendemos que em um conjunto de cenários similares, uma vez atendido o de maior significância ou outros estarão também atendidos.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	O foco da prática de gestão é nos cenários associados a grandes emergências, como se propõe a segurança de processos, mantendo o arcabouço regulatório direcionado a sistemas de gestão capazes de evitar, controlar e mitigar riscos de grandes acidentes. Conforme justificativa apresentada, a visão da ANP parece estar alinhada com a contribuição, uma vez que exista planejamento para atender a um cenário de maior significância, os demais cenários também estarão atendidos.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 15	15.4.5 Divulgar à Força de Trabalho pertinente as tarefas, o resultado da Revisão de Segurança Pré-Partida.	15.4.5 Ajustada a questão de abrangência.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A sugestão é pertinente	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 15	Substituir o texto do item 15.2.2 pelo texto: "Os procedimentos operacionais devem estar em conformidade com as especificações técnicas do projeto dos sistemas da instalação e as instruções dos manuais de operação e de manutenção elaborados pelos fabricantes/fornecedores."	O item 15.2.2 Aplicar metodologia de validação dos manuais de operação e procedimentos operacionais antes de serem utilizados, para certificar que são exequíveis e adequados ao uso reforça a necessidade da Avaliação de Conformidade com as especificações técnicas do projeto dos sistemas da instalação e as instruções dos manuais de operação e de manutenção elaborados pelos fabricantes/fornecedores.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta do contribuinte muda o conceito do item pois não está relacionado a uma certificação ou avaliação de conformidade, mas sim a adequação ao uso e exequibilidade do documento a fim de refletir ao máximo a realidade da operação, de modo seguro.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 15	15.1.1 Garantir a operação segura a partir de procedimentos operacionais e manuais de operação alinhados às melhores práticas recomendadas da indústria.	15.1.1 Retirar a subjetividade do termo "Melhores práticas".	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento enfatizada nas disposições gerais a necessidade de observação a todo arcabouço de segurança operacional na composição do sistema de gestão das empresas detentoras de direitos de E&P, incluindo a utilização das melhores práticas da indústria do petróleo, isto é, reforçando as cláusulas do contrato de E&P. A terminologia "melhores prática da indústria" é usada de forma a estar alinhado as práticas internacionais e garantir que as empresas estejam constantemente atualizadas aos procedimentos e tecnologias mais recentes para a prevenção, mitigação e controle dos riscos operacionais.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 15	15.2.2 Aplicar metodologia de validação dos manuais de operação e procedimentos operacionais antes de serem emitidos, para certificar que são exequíveis e adequados ao uso.	15.2.2 Adequar os textos aos procedimentos cuja utilização ocorre de forma repetida, o que tornaria inviável realizar a validação antes de cada utilização, além de alinhar com a prática corrente na indústria.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Acatado para melhorar o texto.	Acatar
Prática de Gestão nº 15	15.4.1 Estabelecer procedimentos de Revisão de Segurança Pré-Partida, para que a partida de novas instalações e as retomadas das operações, em situações específicas a serem definidas e documentadas pelo operador, ocorram de forma segura.	15.4.1 Para novas instalações a aplicação da sistemática é sempre necessária, porém para retomadas de operações existem situações que não requerem a revisão, pois já são devidamente cobertas pela gestão de segurança operacional.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A revisão de segurança pré-partida *(Pre-startup safety review)* se refere a uma verificação sistemática e completa da segurança operacional de uma instalação ou parte de uma instalação nova, modificada ou cuja operação será retomada da hibernação. O objetivo é confirmar a adequação de aspectos de projeto, de procedimentos, de competências e de recomendações oriundas de análises de risco e do gerenciamento de mudanças, antes da partida (incluindo a retomada das operações), ou seja, da introdução de uma substância nociva ou perigosa. A revisão de segurança pré-partida deve ser capaz de assegurar que os riscos das operações foram analisados e controlados, que o projeto e os elementos do processo são aderentes as melhores práticas da indústria e que as salvaguardas e elementos críticos de segurança operacional estão íntegros e funcionais. Dessa forma, sugere-se pela não alteração de texto.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 15	15.4.2 Os procedimentos devem assegurar que os riscos das operações foram adequadamente analisados e controlados, que o projeto e os elementos do processo são aderentes às melhores práticas recomendadas da indústria e que as salvaguardas e Elementos Críticos de Segurança Operacional estão íntegros e funcionais.	15.4.2 Retirar a subjetividade do termo "Melhores práticas".	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento enfatizada nas disposições gerais a necessidade de observação a todo arcabouço de segurança operacional na composição do sistema de gestão das empresas detentoras de direitos de E&P, incluindo a utilização das melhores práticas da indústria do petróleo, isto é, reforçando as cláusulas do contrato de E&P. A terminologia "melhores prática da indústria" é usada de forma a estar alinhado as práticas internacionais e garantir que as empresas estejam constantemente atualizadas aos procedimentos e tecnologias mais recentes para a prevenção, mitigação e controle dos riscos operacionais.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 15	15.6.1 Especificar as Operações Mútuas, realizada por diferentes setores ou Empresas Contratadas com um mesmo objetivo, onde seja necessária a elaboração de Procedimento Mútuo de Operação, de forma a garantir a coordenação entre todas as partes envolvidas, incluindo resposta a emergências.	15.6.1 Melhorar o entendimento e a aplicação do requisito.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 15.6.2 já cita o requisito de elaboração de um procedimento de operação mútua.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 15	15.6.2 c) ações para as ocorrências anormais relacionadas à segurança e aos riscos ambientais; e d) critério para revisão e atualização do procedimento para Operação Mútua.	15.6.2 Considerando que as operações mútuas, em geral, são suportadas por procedimentos específicos, elaborados e avaliados pelas equipes que participarão da operação, as alterações propostas visam preservar no corpo do procedimento as ações de preparação para eventuais anormalidades e o regramento para alteração do procedimento, além de melhorar o entendimento do requisito e o alinhamento com o item C.16.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Por pertinência acatada as sugestões	Acatar parcialmente

Prática de Gestão nº 15	As equipes de operação devem estar preparadas para realizar Operações Transitórias – Paradas Parciais ou Totais da Planta em caso de emergência, ou para reduzir a possibilidade do escalonamento do descontrole operacional, entre outras.	As equipes Operacionais devem estar capacitadas nestes procedimentos para aplica-los logo após serem identificada sua necessidade - emergência, não existe tempo para elaborar planejamento, nestas ocasiões, estes já devem estar elaborados, atualizados e as equipes capacitadas.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	Devido a sugestão se tratar de equipes de transição, optou-se por avaliar o comentário no âmbito da prática 4 (fatotes humanos).	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	16.3.3 Garantir que a mudança permanente não resulte em risco maior do que aquele classificado para a condição prévia à mudança.	16.3.3 Ativos maduros, por exemplo, já não operam conforme suas condições de projeto, logo deve ser considerada a condição prévia a mudança.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Na PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, os requisitos se alinharão com os conceitos da PG 12, ou seja, os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco. No entanto, o requisito de aderência ao critério de risco não basta numa regulação fundamentada no conceito de melhoria contínua, pois seriam permitidas mudanças que pudessem aumentar o nível de risco, e que ainda atendessem o critério de risco. Assim, a fim evitar que mudanças permanentes prejudiquem o nível de risco das instalações ao longo de seu ciclo de vida, incluindo a operação em vida estendida, propõe-se que seja exigido que as mudanças permanentes não resultem em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	16.3.5 Reestabelecer as especificações da condição prévia à mudança após a conclusão da mudança temporária, e comunicar à Força de Trabalho afetada.	16.3.5 Ativos maduros, por exemplo, já não operam conforme suas condições de projeto, logo deve ser considerada a condição prévia a mudança.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O gerenciamento de mudanças é uma prática recorrentemente apontada como um fator causal em acidentes maiores [referência 78 da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ], tendo sido também um fator relevante na sequência de eventos do acidente maior do FPSO Cidade de São Mateus no Brasil. Desta forma, a fim de alinhar os requisitos da PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, com os conceitos da PG 12, propóe-se que os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco, além de não resultar em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	Contribuição 1: 16.1.1 Garantir que mudanças físicas, operacionais ou organizacionais, permanentes ou temporárias, sejam realizadas de forma segura durante o CICLO TOTAL DE VIDA da Instalação.	Justificativa 1: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo ciclo de vida já tem sentido completo ao longo do regulamento.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	Contribuição 2: 16.2 Tipos de mudanças 16.2.1 Garantir que os riscos advindos das mudanças tecnológicas, organizacionais, de pessoal, em operações, procedimentos, projetos, programas, padrões, produtos, instalações, que possam afetar a Segurança Operacional, permaneçam aderentes ao Critério de Risco, durante o ciclo total de vida dos equipamentos e das instalações.	Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo ciclo de vida já tem sentido completo ao longo do regulamento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	Substituir o item: 16.2.1 Garantir que os riscos advindos das mudanças tecnológicas, organizacionais, de pessoal, em operações, procedimentos, projetos, programas, padrões, produtos, instalações, que possam afetar a Segurança Operacional, permaneçam aderentes ao Critério de Risco, em todo ciclo de vida. por: 16.2.1 Garantir que os riscos advindos das mudanças tecnológicas, organizacionais, de pessoal, da troca de métodos, da troca de processos, de organização do trabalho, de procedimentos, de projetos, de programas, de padrões, de produtos, de instalações, que possam afetar a Segurança Operacional, permaneçam aderentes ao Critério de Risco, em todo ciclo de vida.	Harmonização com as Normas Regulamentadoras NR 10 - item 10.8.8.2 Deve ser realizado um treinamento de reciclagem bienal e sempre que ocorrer alguma das situações a seguir: c) modificações significativas nas instalações elétricas ou troca de métodos, processos e organização do trabalho.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	Entendemos que a proposta original já contempla as sugestões do proponentes. Acrescentado somente " em processos" que não se encontrava no texto inicial.	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 16	16.2.1 Manter os riscos advindos das mudanças tecnológicas, organizacionais, de pessoal, em operações, procedimentos, projetos, programas, padrões, produtos, instalações, que possam afetar a Segurança Operacional, aderentes ao Critério de Risco, em todo ciclo de vida da Instalação.	16.2.1 A sugestão visa reforçar a ação de gestão sobre os riscos advindos das mudanças, mantendo-os aderentes ao Critério de Risco, além de esclarecer que se trata do ciclo de vida da instalação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto original apresenta a intenção que é "garantir" os riscos advindos das mudanças não afetem a segurança da instalação e permaneçam aderentes ao Critério de Risco. Acatado parcialmente por ter incluído " da instalação".	Acatar parcialmente
Prática de Gestão nº 16	16.2.2 Instruir a Força de Trabalho para que identifique situações que exijam a aplicação da prática de gestão de mudanças.	16.2.2 Em virtude de programas de treinamentos considerarem "mecanismos", utilizamos um termo de maior abrangência - "instruir".	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo empregado "mecanismos" é mais abrangente que um treinamento, podendo ser utilizado outras ferramentas. Além disso, a parte de treinamentos e capacitação está abarcada na prática de gestão 3 desta minuta.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	16.3.1 e) Prover a comunicação e/ou treinamento para todo pessoal impactado pela mudança.	16.3.1 O termo "prover" não se restringe somente à metodologia. Treinamento onde aplicável conforme público específico.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto original está remetendo a estratégia de comunicação, a metodologia/método aplicado, que seja definido pelo operador.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	16.3.2 e) excluir	16.3.2 Trata-se de item abrangente, não asseverando consistência das informações.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Este item é complementar ao 16.3.1. Entende-se que no gerenciamento das mudanças, alguns aspectos deverão ser considerados antes da sua implementação. Dentre eles, destaca-se a necessidade de avaliar o impacto da mudança pretendida em outras mudanças em implementação ou em mudanças temporárias já em andamento. Este requisito, por exemplo, trata-se de recomendação proveniente do workshop da Abrisco, bem como de lição aprendida com o incidente no FPSO Cidade de São Mateus, onde a simultaneidade de mudanças foi identificada como um fator prejudicial ao entendimento da situação geral.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	16.3.3 Priorizar que a mudança permanente não resulte em risco maior do que aquele classificado para o projeto original.	16.3.3 Utilizado o termo "priorizar" por ser uma meta dentro do processo de gestão da mudança. A mudança permanente não deve resultar em risco maior do que aquele classificado para o projeto original ou deve atender ao critério de tolerabilidade estabelecido pela organização. Alternativas diferentes do projeto original podem atender ao critério de tolerabilidade estabelecido pela organização.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Na PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, os requisitos se alinharão com os conceitos da PG 12, ou seja, os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco. No entanto, o requisito de aderência ao critério de risco não basta numa regulação fundamentada no conceito de melhoria contínua, pois seriam permitidas mudanças que pudessem aumentar o nível de risco, e que ainda atendessem o critério de risco. Assim, a fim evitar que mudanças permanentes prejudiquem o nível de risco das instalações ao longo de seu ciclo de vida, incluindo a operação em vida estendida, propõe-se que seja exigido que as mudanças permanentes não resultem em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	16.3.4.2 Avaliar e validar as ações e recomendações, nos termos do item 16.3.1.	16.3.4.2 Importante a avaliação e validação prévias, onde todas as propostas de ação, mesmo aquelas que eventualmente serão rejeitadas ou alteradas, preservando a rastreabilidade e patrocinando a implementação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que a avaliação pode resultar em validação das ações também, devendo estas também rastradas.	Acatar

Prática de Gestão nº 16	16.3.5 Estabelecer uma solução definitiva após a conclusão da mudança temporária, seja uma nova mudança ou retorno à condição original de projeto, além de comunicar à Força de Trabalho afetada.	16.3.5 Não limitar a solução definitiva apenas ao retorno da condição original de projeto. . Importante a avaliação e validação prévias, dado que muitas das vezes a mudança temporária terá de ser convertida em definitiva.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O gerenciamento de mudanças é uma prática recorrentemente apontada como um fator causal em acidentes maiores [referência 78 da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ], tendo sido também um fator relevante na sequência de eventos do acidente maior do FPSO Cidade de São Mateus no Brasil. Desta forma, a fim de alinhar os requisitos da PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, com os conceitos da PG 12, propõe-se que os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco, além de não resultar em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	Alterar o texto do requisito 16.3.1 alínea d) para "d) a avaliação dos riscos, nos termos do requisito 12.3 da prática de gestão nº 12; e".	requisito 16.3.1 - A avaliação dos riscos nos termos da prática de gestão nº 12 apresenta alguns requisitos que podem não ser aplicados as todas as análises de gestão de mudança (ex. revisão das análises a cada 5 anos e alguns conteúdos do relatório). Sugere-se adotar critério similar ao do requisito 4.5.2, limitando a prática de gestão nº 12 somente ao requisito 12.3 (execução) que trata do conteúdo da análise de risco, mas não da forma (requisito 12.4). Com relação ao monitoramento (requisito 12.5), entendemos que o requisito 16.3.2 c) já trataria da necessidade de reavaliação da análise de risco. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de ESPECIFICIDADE e ALCANÇAVEL de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	As avaliações de riscos devem seguir a PG 12 em sua completude. Mantem-se o texto original.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	Remover o requisito 16.3.3.	requisito 16.3.3 - Durante o ciclo de vida de uma unidade, o qual pode perdurar por algumas décadas, podem ser necessárias mudanças devido a condições que não tenham sido previstas no projeto original da unidade. Nestes casos, entendemos que este requisito pode ser de difícil demonstração. Por exemplo, este requisito pode inviabilizar o aumento de POB a bordo, uma vez que o aumento de pessoas expostas sempre tenderia a elevar um pouco o risco da unidade. Por outro lado, o ganho com este aumento de POB na preservação da unidade, o qual pode compensar este maior número de pessoas expostas, não é mensurável, não podendo ser demonstrado. Desta forma, sugerimos a supressão do mesmo, sendo que o baixo risco da mudança permanente seria garantido pelo requisito 12.4.2 da prática de gestão nº 12. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria os critérios de MENSURÁVEL e ALCANÇAVEL de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	Na PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, os requisitos se alinharão com os conceitos da PG 12, ou seja, os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco. No entanto, o requisito de aderência ao critério de risco não basta numa regulação fundamentada no conceito de melhoria contínua, pois seriam permitidas mudanças que pudessem aumentar o nível de risco, e que ainda atendessem o critério de risco. Assim, a fim evitar que mudanças permanentes prejudiquem o nível de risco das instalações ao longo de seu ciclo de vida, incluindo a operação em vida estendida, propõe-se que seja exigido que as mudanças permanentes não resultem em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	Alterar o texto do requisito 16.3.5 para "16.3.5 Reestabelecer as especificações de projeto após a conclusão da mudança temporária, e comunicar à Força de Trabalho afetada.".	requisito 16.3.5 - Em alguns casos, mudanças temporárias são implementadas como um passo intermediário para uma mudança permanente. Nestes casos, não seria possível atender ao texto proposto. Recomenda-se omitir o termo “originais”, uma vez que as especificações de projeto podem ser originais ou novas, mas devem ser atendidas. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ESPECIFICIDADE de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	O gerenciamento de mudanças é uma prática recorrentemente apontada como um fator causal em acidentes maiores [referência 78 da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ], tendo sido também um fator relevante na sequência de eventos do acidente maior do FPSO Cidade de São Mateus no Brasil. Desta forma, a fim de alinhar os requisitos da PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, com os conceitos da PG 12, propóe-se que os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco, além de não resultar em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	16.3.3 Garantir que a mudança permanente não resulte em risco maior do que aquele classificado para o projeto original ou que atenda ao critério de tolerabilidade de Risco da Operadora.		Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	Na PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, os requisitos se alinharão com os conceitos da PG 12, ou seja, os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco. No entanto, o requisito de aderência ao critério de risco não basta numa regulação fundamentada no conceito de melhoria contínua, pois seriam permitidas mudanças que pudessem aumentar o nível de risco, e que ainda atendessem o critério de risco. Assim, a fim evitar que mudanças permanentes prejudiquem o nível de risco das instalações ao longo de seu ciclo de vida, incluindo a operação em vida estendida, propõe-se que seja exigido que as mudanças permanentes não resultem em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	16.3.5 Reestabelecer as especificações originais de projeto, utilização de melhor tecnologia ou adotar outra solução que esteja dentro dos níveis aceitáveis de risco, após a conclusão da mudança temporária, e comunicar à Força de Trabalho afetada.	16.3.5 Em unidades mais antigas o retorno a especificação original de projeto pode não garantir a melhor prática para gerenciamento dos riscos.	Shell Brasil Petróleo Ltda. / Shell Brasil Petróleo Ltda.	O gerenciamento de mudanças é uma prática recorrentemente apontada como um fator causal em acidentes maiores [referência 78 da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ], tendo sido também um fator relevante na sequência de eventos do acidente maior do FPSO Cidade de São Mateus no Brasil. Desta forma, a fim de alinhar os requisitos da PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, com os conceitos da PG 12, propóe-se que os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco, além de não resultar em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	16.3.3 Sugestão de Alteração do Texto: "Garantir que a mudança permanente não resulte em risco maior do que aquele classificado para o projeto original ou que atenda ao critério de tolerabilidade de Risco da Operadora."	Em unidades mais antigas o retorno a especificação original de projeto pode não garantir a melhor prática para gerenciamento dos riscos.	Camila Manfredini / Equinor	Na PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, os requisitos se alinharão com os conceitos da PG 12, ou seja, os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco. No entanto, o requisito de aderência ao critério de risco não basta numa regulação fundamentada no conceito de melhoria contínua, pois seriam permitidas mudanças que pudessem aumentar o nível de risco, e que ainda atendessem o critério de risco. Assim, a fim evitar que mudanças permanentes prejudiquem o nível de risco das instalações ao longo de seu ciclo de vida, incluindo a operação em vida estendida, propõe-se que seja exigido que as mudanças permanentes não resultem em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	16.3.5 Sugestão de Alteração de Texto: "Reestabelecer as especificações originais de projeto, utilização de melhor tecnologia ou adotar outra solução que esteja dentro dos níveis aceitáveis de risco, após a conclusão da mudança temporária, e comunicar à Força de Trabalho afetada."	Em unidades mais antigas o retorno a especificação original de projeto pode não garantir a melhor prática para gerenciamento dos riscos.	Camila Manfredini / Equinor	O gerenciamento de mudanças é uma prática recorrentemente apontada como um fator causal em acidentes maiores [referência 78 da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ], tendo sido também um fator relevante na sequência de eventos do acidente maior do FPSO Cidade de São Mateus no Brasil. Desta forma, a fim de alinhar os requisitos da PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, com os conceitos da PG 12, propóe-se que os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco, além de não resultar em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	Incluir nota que não são aceitáveis prazos devem ser compatíveis com os Riscos e cirticidade dos Sistemas alterados por uma mudança temporária.	Não raro, percebe-se na indústria, uma sequência de mudanças temporárias revalidadas continuamente por "n" vezes, em alguns casos ultrapassando mais de 5 ou 10 anos.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	Na PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, os requisitos se alinharão com os conceitos da PG 12, ou seja, os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco. No entanto, o requisito de aderência ao critério de risco não basta numa regulação fundamentada no conceito de melhoria contínua, pois seriam permitidas mudanças que pudessem aumentar o nível de risco, e que ainda atendessem o critério de risco. Assim, a fim evitar que mudanças permanentes prejudiquem o nível de risco das instalações ao longo de seu ciclo de vida, incluindo a operação em vida estendida, propõe-se que seja exigido que as mudanças permanentes não resultem em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 16	Incluir item "g)" Estabelecer indicador do percentual de mudanças que não foram retidas na classificação de “mudanças”.	Este indicador quando ultrapassado, podemos entender que o filtro para classificar como “mudança” pode estar falho, e indica a necessidade de serem auditados a análise que não considerou “mudança” para estes casos, pois a mudança não classificada como tal, torna-se um Perigo latente que tem causado grandes Incidentes.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	Será identificado na auditoria interna, e o operador deve estabelecer os seus idnicadores na PG-6	Não Acatar
Prática de Gestão nº 16	Remoção do item16.3.3.	Sugere-se a remoção do requerimento em virtude da dificuldade de demonstração de atendimento e da redundância com demais requerimento apresentados ao longo do regulamento. Projetos de instalações podem ter sido concebidos sem uma avaliação apropriada dos riscos considerando sua fase operacional e as situações a que estas serão submetidas. A partir deste cenário, uma mudança permanente pode ser proposta resultando em risco superior ao considerado em projeto, no entanto tendo uma visualização real dos riscos associados, assim como as medidas de controle e barreiras estabelecidas para prevenção e mitigação de acidentes. Desta forma, propõe-se a remoção do requerimento em questão, considerando a garantia de controle dos riscos advindos de mudanças dentro dos critérios de tolerabilidade conforme estabelecido no requerimento 16.2.1.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Na PG 16, no que se refere ao gerenciamento dos riscos advindos com a mudança, os requisitos se alinharão com os conceitos da PG 12, ou seja, os riscos provenientes das mudanças deverão permanecer atendendo ao critério de risco. No entanto, o requisito de aderência ao critério de risco não basta numa regulação fundamentada no conceito de melhoria contínua, pois seriam permitidas mudanças que pudessem aumentar o nível de risco, e que ainda atendessem o critério de risco. Assim, a fim evitar que mudanças permanentes prejudiquem o nível de risco das instalações ao longo de seu ciclo de vida, incluindo a operação em vida estendida, propõe-se que seja exigido que as mudanças permanentes não resultem em risco maior do que aquele classificado para o projeto original. Importante ressaltar que a prática de gestão de mudanças que possam afetar a segurança operacional é necessária em todas as fases do ciclo de vida da instalação.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 17	17.2.1 Estabelecer sistema de controle ou procedimentos de trabalho seguro para gerenciar atividades realizadas na Instalação, considerando: a) tipos de atividade que possam constituir riscos para a Segurança Operacional e que requerem supervisão e permissão de trabalho; b) emissão e aprovação por nível hierárquico adequado; c) prazo de validade para a permissão de trabalho; d) análises de risco das áreas afetadas pelo trabalho planejado; e) controle de acesso a áreas perigosas e sinalização de segurança; e f) bloqueio, travamento e isolamento de sistemas, equipamentos, tubulações e válvulas.	17.2.1 Sistema ou Procedimento, não necessariamente os dois.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A ANP entende a importância de se ter estabelecido ambos, os sistemas de controle e os procedimentos de PT, por fazerem parte do gerenciamento do processo de PT. O procedimento vai especificar o que se quer na atividade. O sistema não é necessariamente sistematizado e deve ser estabelecido pelo próprio operador.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 17	Substituir o item 17.2.1 Estabelecer sistema de controle e procedimentos de trabalho seguro para gerenciar atividades realizadas na Instalação, considerando: a) tipos de atividade que possam constituir riscos para a Segurança Operacional e que requerem supervisão e permissão de trabalho; Por: 17.2.1 Estabelecer sistema de controle e procedimentos de trabalho seguro para gerenciar atividades não rotineiras de intervenção na instalação, baseados em análise de risco, considerando as atividades: a) que possam gerar chamas, calor, centelhas ou ainda que envolvam o seu uso; b) em espaços confinados; c) envolvendo isolamento de equipamentos e bloqueio/etiquetagem; d) em locais elevados com risco de queda; e) com equipamentos elétricos; e	Harmonização com as Normas Regulamentadoras, especificamente nos itens: 10.9.5, 20.10.7, 33.5.2, 35.4.7, 37.5.6.C, 37.9.6.5.B e 37.17.8.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	O regulamento deixa o item de atividades com PT que necessitam de procedimento de trabalho seguro mais amplo, pois podem haver atividades consideradas especiais e exigem PT, que são cotidianas numa instalação. Prefere-se não prescrever como sugerido pelo proponente.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 17	17.2.3. A operadora pode estabelecer critérios que substituam a emissão de permissão para trabalho para atividades rotineiras de manutenção e inspeção, desde que elas sejam precedidas de análise de risco e procedimento de execução.	17.2.3 Conforme NR-37, em seu item 37.17.8.1.1, é dispensada a emissão de PT para as atividades de manutenção e inspeção, desde que os atendidos requisitos estabelecidos na norma, entre eles que a atividade seja precedida de análise de risco e procedimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Ao emitir a PT é para avaliar o cenário atual, mesmo que a atividade especial seja rotineira, que seja analisada pelo emitente e executante emitindo juntos. Análise de risco segue em análise a PT.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 17	17.2.3.1 É considerada atividade rotineira aquela realizada habitualmente por equipe especializada e capacitada, que estão definidas em um procedimento específico elaborado com base em análise de risco e que apresenta uma frequência recorrente de execução.	17.2.3.1 Conforme NR-37, em seu item 37.17.8.1.1, é dispensada a emissão de PT para as atividades de manutenção e inspeção, desde que os atendidos requisitos estabelecidos na norma, entre eles que a atividade seja precedida de análise de risco e procedimento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Ao emitir a PT é para avaliar o cenário atual, mesmo que a atividade especial seja rotineira, que seja analisada pelo emitente e executante emitindo juntos. Análise de risco segue em análise a PT.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 17	17.2.4. O conjunto de medidas de controle necessárias para que as atividades especiais sejam desenvolvidas de forma segura deve ser disponibilizado no local de execução. As informações podem estar em meio físico ou digital.	17.2.4 A possibilidade de utilização de meios digitais para a permissão de trabalho também está prevista na NR-37, em seu item 37.17.8.2 alínea (d).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que o operador deve ter um sistema de controle, independente de digital ou não. O Operador deve especificar no próprio procedimento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 17	Inclusão de novos itens: Inserir definição de "Atividades Especiais": Atividades com perigos não associados à operação normal de sistemas e equipamentos. Para efeito desta prática de gestão, são consideradas atividades especiais: a) Parada, preparação e abertura de sistemas e equipamentos para inspeção, manutenção ou reparo; b) trabalhos em sistemas e equipamentos com possível exposição a substâncias nocivas ou perigosas. c) Trabalhos a quente; d) Trabalhos em altura ou sobre o mar; e) Trabalhos em espaços confinados; f) Trabalhos que envolvem operações de mergulho; g) Trabalhos com emprego de fontes da radiação ionizante e explosivos; h) Trabalhos com movimentação de carga associada à montagem ou desmontagem de sistemas e equipamentos operacionais. i) trabalhos de jateamento e hidrojateamento; j) Operações com embarcações especiais de apoio (offloading, interligação, mergulho, ancoragem e inspeção	Nova definição?:elimitar melhor o escopo da Prática de Gestão 17. A operação normal de sistemas e equipamentos é coberta pela PG-15.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Operador deve especificar no próprio procedimento as suas atividades especiais. Como o regulamento abarca vários tipos de instalações do E&P, caso se decida prescrever, corre o risco de não abarcar todas as atividades aplicáveis a todas as instalações.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 17	17.2.3. A operadora pode estabelecer critérios que substituam a emissão de permissão para trabalho para atividades rotineiras de manutenção e inspeção, desde que elas sejam precedidas de análise de risco e procedimento de execução. Nota: É considerada atividade rotineira aquela realizada habitualmente por equipe especializada e capacitada, que estão definidas em um procedimento específico elaborado com base em análise de risco e que apresenta uma frequência recorrente de execução.	17.2.3 Conforme NR-37, em seu item 37.17.8.1.1, é dispensada a emissão de PT para as atividades de manutenção e inspeção, desde que os atendidos requisitos estabelecidos na norma, entre eles que a atividade seja precedida de análise de risco e procedimento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Ao emitir a PT é para avaliar o cenário atual, mesmo que a atividade especial seja rotineira, que seja analisada pelo emitente e executante emitindo juntos. Análise de risco segue em análise a PT.	Não Acatar
Prática de Gestão nº 17	17.2.4. O conjunto de medidas de controle necessárias para que as atividades especiais sejam desenvolvidas de forma segura deve deve ser disponibilizado no local de execução. As informações podem estar em meio físico ou digital.	17.2.4 A possibilidade de utilização de meios digitais para a permissão de trabalho também está prevista na NR-37, em seu item 37.17.8.2 alínea (d).	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Entendo que o operador deve ter um sistema de controle, independente de digital ou não. O Operador deve especificar no próprio procedimento.	Não Acatar

Prática de Gestão nº 17	Incluir item "g)" o detentor de diretos de E&P, possa estabelecer uma hierarquia de Procedimentação para trabalhos, não vinculados primariamente ao objetivo do processo da Instalação, cujos riscos sejam repetitivos e constantes, não alterados em função do tempo, e com nível aceitável. Nestes casos serem tratados através de procedimentos com recomendações de controle de riscos, e liberações especificas, exemplo: lubrificação parcial e específicos de locais de máquinas, reposição de nível de líquido de refrigeração ou óleo lubrificante, entre outros. Exemplo: Trabalho Rotineiro Específico, entre outros.	Este filtro estabelecido por critérios de risco do Operador, irá evitar sobrecarregar a classificação de “atividades especiais” com trabalhos que não possuem Riscos com obrigatoriedade Legal ou com classificação dos riscos elevada, cujos controles são obrigatórios através de planejamento e capacitações especificas, que demandam uma gestão mais rigorosa.	Frederico de Azevedo Maia / SPE HSE&BRC	As diretrizes para as atividades especiais devem ser estabelecidas pelo Operador no seu processo de gestão da segurança.	Não Acatar
Apêndice A	A2 DESEMPENHO DA FORÇA DE TRABALHO A.2.1 Os níveis de certificação em treinamentos de controle de poço deverão ser definidos e exigidos para cada cargo ou função relacionada as etapas de Intervenção e Construção de Poços.	A2 DESEMPENHO DA FORÇA DE TRABALHO A.2.1 O texto atual pode ser interpretado como qualquer cargo/função tenha que ter o treinamento de controle de poço	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O termo "gerenciamento de integridade de poços" abrange todas as fases, desde a perfuração até o abandono, e todas as pessoas envolvidas nessas fases devem ser treinadas/capacitadas em controle de poço. Por exemplo, alguns treinamentos de controle de poço são aplicáveis a equipe de projeto, não cabendo a restrição de etapas operacionais.	Não Acatar
Apêndice A	A3 AUDITORIAS A.3.3 Realizar auditorias em cada grupo definido no item A.3.2, escolhendo amostras que garantam sua representatividade.	A3 AUDITORIAS A.3.3 Ajuste de referência ao item (item A.5.2 inexistente)	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Correção de referência	Acatar
Apêndice A	A4 INFORMAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO A.4.1 b) Classificação da Integridade e Complexidade do Poço;	A4 INFORMAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO A.4.1 b) A complexidade do poço, no WellHandover, ajuda somente nas Etapas de Intervenção e Construção. Há necessidade do documento de WellHandover incluir a classificação da integridade do poço conforme definição Apêndice D.13	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A inclusão da classificação da integridade do poço no documento de WellHandover é crucial, pois fornece informações valiosas sobre a condição e confiabilidade do poço. Isso é essencial não apenas para as Etapas de Intervenção e Construção, mas também para garantir a segurança operacional contínua e a eficiência ao longo do ciclo de vida do poço.	Acatar
Apêndice A	A6 CICLO DE VIDA: PROJETO A.6.7.1 e) caixa coletora de água oleosa, quando aplicável, conforme diretrizes do órgão ambiental local.	A6 CICLO DE VIDA: PROJETO A.6.7.1 e) Esta necessidade deve ser avaliada caso a caso, considerando diretrizes ambientais locais, pois, existem diferentes exigências em vigor conforme órgão ambiental de cada região do país.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A.6.7.1 e) o requisito dispõe que a caixa coletora de água oleosa deve ser dimensionada a partir de um estudo de necessidade. Portanto, não há razão para incluir "quando aplicável", pois o estudo irá indicar se é aplicável ou não. O estudo de necessidade deve considerar as diretrizes e exigências dos órgãos ambientais locais.	Não Acatar

Apêndice A	A7 CICLO DE VIDA: CONSTRUÇÃO A.7.2.2 a) poços terrestres de maior Classificação da Integridade do Poço, sempre que tecnicamente viável; e	A7 CICLO DE VIDA: CONSTRUÇÃO A.7.2.2 a) Aplicação inadequada do conceito de Classificação de Complexidade.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Na etapa do ciclo de vida de construção o conceito a ser aplicado é de complexidade ver D.12	Não Acatar
Apêndice A	A7 CICLO DE VIDA: CONSTRUÇÃO A.7.2.3 Garantir sistema remoto de monitoramento e avaliação em tempo real para os poços marítimos de maior Classificação da Integridade do Poço e, sempre que economicamente viável, para poços terrestres de maior Classificação da Integridade do Poço.	A7 CICLO DE VIDA: CONSTRUÇÃO A.7.2.3 Aplicação inadequada do conceito de Classificação de Complexidade.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Na etapa do ciclo de vida de construção o conceito a ser aplicado é de complexidade ver D.12	Não Acatar
Apêndice A	A7 CICLO DE VIDA: CONSTRUÇÃO A.7.4 Estabelecer matriz de responsabilidades para o gerenciamento da integridade de poços, durante a etapa de construção.	A7 CICLO DE VIDA: CONSTRUÇÃO A.7.4 Para poços onshore se torna inviável a exclusividade de uma pessoa para tal função, além de não haver necessidade.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A etapa de construção é uma das mais críticas em termos de segurança do poço, e um profissional dedicado a gerenciar a integridade do poço é fundamental na locação.	Não Acatar
Apêndice A	A8 CICLO DE VIDA: PRODUÇÃO A.8.5 Implementar programa de gerenciamento das pressões dos anulares, como parte do monitoramento dos parâmetros operacionais e de forma a reduzir o risco à integridade do poço, considerando os diferentes arranjos de poços e plataformas para que sejam definidos os anulares em que seria pertinente considerar o monitoramento de pressões e os cenários onde é tecnicamente possível fazê-lo.	A8 CICLO DE VIDA: CONSTRUÇÃO A.8.5 A redação original não é explícita em reconhecer que os diferentes arranjos de poços e plataformas devem ser considerados para que sejam definidos os anulares em que seria pertinente considerar o monitoramento de pressões e os cenários onde é tecnicamente possível fazê-lo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Espera-se que o monitoramento esteja baseado nas melhores práticas e no risco de perda de integridade. As especificidades de projeto de poço estão estabelecidas em procedimento do operador.	Não acatar
Apêndice A	A9 CICLO DE VIDA: INTERVENÇÃO A.9.2 Designar representantes na locação para gerenciar as atividades relacionadas ao gerenciamento da integridade de poços, durante a etapa de intervenção.	A9 CICLO DE VIDA: INTERVENÇÃO A.9.2 Para poços onshore se torna inviável a exclusividade de uma pessoa para tal função, além de não haver necessidade.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto original não especifica a exclusividade de uma pessoa (Singular) para o gerenciamento da integridade, mas sim designar "representantes" (PLURAL). A etapa de intervenção do poço é uma fase crítica, desta forma, é importante o acompanhamento do gerenciamento da integridade por um prosfissional.	Não Acatar

Apêndice A	A11 ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL A.11.2.1 Considerar a impossibilidade ou irrazoabilidadede compor 02 (dois) CSB independentes nas etapas de construção, intervenção e abandono temporário como fator degradador da classificação da Integridade do Poço. ou A.11.2.1 Considerar a impossibilidade ou inviabilidade de compor 02 (dois) CSB independentes nas etapas de construção, intervenção e abandono temporário como fator determinante na classificação da criticidade do Poço.	A11 ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL A.11.2.1 O termo "impossibilidade técnica" imputa risco excessivo ao operador, visto que o viável é, por vezes, altamente irrazoável ou desproporcional. A ANP propõe equivalência do conceito de compartilhamento com ausência, falha ou degradação de eCSB misturando estado de integridade com condição de compartilhamento. Entende-se como mais prudente que o operador contemple o compartilhamento de eCSBs como uma condição que impacta negativamente na classificação de Integridade do Poço.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A consideração de falta, falha e degração para o caso de impossiilidade técnica leva a avaliação de risco e adoção de medidas de controle adicionais. A ANP entende que não há mistura de conceitos uma vez que o compartilhamento de elementos configura perda de redundância e o CSB é elemento crítico.	Não Acatar
Apêndice A	A11 ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL A.11.2.2 Instalar nos poços surgentes um DSSS como um dos elementos do CSB primário, quando houver possibilidade de dano catastrófico a equipamentos da cabeça de poço.	A11 ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL A.11.2.2 Associar a necessidade ao evento de dano catastrófico a equipamentos da cabeça de poço e eliminar a indicação específica da DHSV, uma vez que o que se mostra necessário é que um dos CSBs seja composto integralmente por elementos instalados em subsuperfície, incluindo um DSSS, para garantir ao menos um CSB no caso de dano catastrófico.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O uso de DHSV (DSSS), principalmente em poços submarinos, é requisto apresentado em regulamentos de segurança e melhores práticas internacionais.	Não Acatar

Apêndice A	A11 ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL A.11.2.4 Considerar o compartilhamento de elementos entre os CSB como fator degradador da classificação da Integridade do Poço.	A11 ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL A.11.2.4 Entendemos que o sistema diverter deve ser considerado como um elemento crítico de segurança operacional para a instalação sonda (Prática de Gestão nº 11) e não como um elemento crítico para integridade do poço. A ANP propõe equivalência do conceito de compartilhamento com ausência, falha ou degradação de eCSB misturando estado de integridade com condição de compartilhamento. Entende-se como mais prudente que o operador contemple o compartilhamento de eCSBs como uma condição que impacta negativamente na classificação de Integridade do Poço.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O sistema diverter é um dispositivo fixado ao riser marítimo ou cabeça de poço para fechar o caminho de fluxo vertical e direcionar o fluxo em uma direção predeterminada (API Specification 16Q). Assim, entendemos como um elemento essencial para a segurança do poço direcionando o fluxo do fluído em caso de kick, apesar de ser um elemento da sonda. Desta forma, alterou-se o texto do item 11.1 suprimindo o termo "de integridade de poço" e mantendo o sistema diverter. Sobre o item 11.2.4, a consideração de falta, falha e degração para o caso de impossiilidade técnica leva a avaliação de risco e adoção de medidas de controle adicionais. A ANP entende que não há mistura de conceitos uma vez que o compartilhamento de elementos configura perda de redundância e o CSB é elemento crítico.	Não Acatar
Apêndice A	A12 IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS E ANÁLISE DE RISCOS A.12.2 g) a composição e a multidisciplinaridade da equipe, a participação das Contratadas, de acordo com a Classificação da Integridade do Poço.	A12 ELEMENTOS CRÍTICOS DA SEGURANÇA OPERACIONAL A.12.2 g) Aplicação inadequada do conceito de Classificação de Complexidade.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A complexidade do poço está vinculada à sua edificação e operação, enquanto a integridade do poço se destina a assegurar sua segurança contínua e funcionalidade. Ambos os aspectos desempenham papéis fundamentais.Além disso no apendice D.12 e D.13 A complexidade do poço e a Integridade do poço e ambos requer criterios especificos.	Acatar parcialmente
Apêndice A	A16 MUDANÇAS A.16.1 Garantir que as mudanças realizadas não comprometam as intervenções futuras, o abandono e o controle do poço em caso de kick ou blowout.	A16 MUDANÇAS A.16.1 Aumentar a abrangência para os futuros workovers também.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Coerente e mais abrangente a proposição sugerida pelo proponente.	Acatar

Apêndice A	Manter o texto da versão vigente que trata o tema compartilhamento de elementos entre os CSB como uma condição de excepcionalidade. 11.3.1.4 Em situações excepcionais, onde haja o compartilhamento de elementos entre os CSB, avaliar os riscos e aplicar previamente medidas mitigadoras e de controle, de forma a mantê-los a um nível ALARP.	Segundo a NORSOK 010-2013 há operações em que um ou mais elementos compõem ambas as barreiras (primária e secundária). Ex: Árvore de natal em operação wireline; BOP em operações coiled tubing / snubbing. Segundo o item 4.2.3.4 Elementos de barreira de poço comum - Para algumas atividades de poço, não é possível estabelecer duas barreiras de poço independentes. Na página 23 temos dois exemplos com representação gráfica nas Figuras 4.2.3.4.1 e 4.2.3.4.2. No exemplo 1: As válvulas laterais em uma árvore durante o trabalho de intervenção fazem parte das barreiras primária e secundária do poço e, portanto, são WBEs comuns. No exemplo 2: O tampão de cimento pode ser um WBE comum em algumas situações, por ex. quando um tampão de cimento contínuo (consulte EAC 24) é colocado dentro do revestimento e onde o cimento de revestimento é verificado como WBEs (ver 4.2.3.3.).	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A consideração de falta, falha e degração para o caso de impossiilidade técnica leva a avaliação de risco e adoção de medidas de controle adicionais. A ANP entende que não há mistura de conceitos uma vez que o compartilhamento de elementos configura perda de redundância e o CSB é elemento crítico. Optou-se por novo texto por ser mais conciso	Não Acatar

Apêndice A	A.2.1 Os níveis de certificação em treinamentos de controle de poço deverão ser definidos e exigidos para cada cargo ou função relacionada ao gerenciamento da integridade de poços "e em especial para o pessoal envolvido com operações especializadas em poços."	Embora o treinamento de controle de poço baseado em cenário esteja disponível há vários anos, ele deve se tornar um componente essencial do treinamento e certificação de controle de poço para o pessoal envolvido com a detecção, desligamento e recuperação de eventos de controle de poço para todas as atividades do ciclo de vida do poço. Treinamento adicional pode ser necessário para o pessoal envolvido com operações especializadas em poços. Exemplos de situações que podem exigir cursos especializados são: Perfuração e Completação com Pressão Gerenciada, Construção ou Intervenção de Poços de Alta Pressão e Alta Temperatura (HPHT), Atividades em Águas Profundas, impacto de H2S ou ainda treinamento em elementos de barreira individuais, como fluidos especializados de perfuração/completação, cimento, barreiras e aspectos da química de produção. Cada curso ou programa personalizado com relevância para barreiras ou controle de poços deve	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A adição do termo "e em especial para o pessoal envolvido com operações especializadas em poços" não agrega informação nova ao item. Os certificados são cobrados com base nas melhores praticas da indústria.	Não Acatar

Apêndice A	Contribuição 1: A.2.1 Os níveis de certificação em treinamentos de controle de poço DEVEM ser definidos e exigidos para cada cargo ou função relacionada ao gerenciamento da integridade de poços.	Justificativa 1: Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este "critério" ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre "quando" os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, TEM QUE, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	Alterado tempo verbal do verbo conforme sugerido pelo proponente.	Acatar
Apêndice A	Contribuição 2: A.3.1 Estabelecer auditorias de forma a verificar a adequação do gerenciamento da integridade de poços em cada etapa do CICLO TOTAL DE VIDA do poço.	Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo "CICLO TOTAL DE VIDA" (das instalações) ao invés dos termos "TODO O CICLO DE VIDA" ou "CICLO DE VIDA" como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	Ciclo de vida já tem sentido abrangente.	Não Acatar

Apêndice A	Contribuição 3: A.6.2 Garantir que cada parte e equipamento que compõe o poço sejam dimensionados para suportar os carregamentos máximos de projeto, os efeitos térmicos, a composição química dos fluidos do reservatório e o desgaste aos quais SÃO submetidos, bem como a combinação destes efeitos, ao longo das etapas do CICLO TOTAL DE VIDA do poço.	Justificativa 3: Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, TEM QUE, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ. Padronizar ao longo do texto o termo	Roberval Bulgarelli	Acatar tempo verbal presente. Com relação a proposta de "ciclo de vida", entende-se que o termo já tem sentido abrangente, sendo desnecessária a mudança.	Acatar parcialmente
Apêndice A	Contribuição 4: A.11.2 Garantir, durante o CICLO TOTAL DE VIDA do poço, no mínimo 02 (dois) CSB independentes (primário e secundário).	Justificativa 4: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" empregado entende-se como sentido completo.	Não Acatar

Apêndice A	Contribuição 5: A.13.4 Estabelecer planos de inspeção e manutenção da locação para CADA UMA das Etapas do CICLO TOTAL DE VIDA do Poço, ...	Justificativa 5: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	Ciclo de vida já é um termo que tem sentido abrangente.	Não Acatar
Apêndice A	Contribuição 6: A.15.4 Estabelecer critérios e metodologia para identificação e atualização da Classificação da Integridade do Poço para CADA UMA DAS etapas do CICLO TOTAL DE VIDA.	Justificativa 6: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	Ciclo de vida já é um termo que tem sentido abrangente.	Não Acatar
Apêndice A	Contribuição 7: A.17.1 Garantir que para CADA UMA DAS etapas do CICLO TOTAL DE VIDA do poço ...	Justificativa 7: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados.	Roberval Bulgarelli	Ciclo de vida já é um termo que tem sentido abrangente.	Não Acatar
Apêndice A	Contribuição 8: ... os processos corrosivos esperados e os possíveis modos de Falha em CADA UMA DAS fases do CICLO TOTAL DE VIDA.	Justificativa 8: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	Ciclo de vida já é um termo que tem sentido abrangente.	Não Acatar
Apêndice A	A.2.1 Os níveis de certificação em treinamentos de controle de poço deverão ser definidos e exigidos para cada cargo ou função relacionada ao gerenciamento da integridade de poços nas etapas de construção e intervenção.	A.2.1 Deixar claro que a certificação em treinamentos de controle de poços são aplicáveis especificamente à força de trabalho que atua nas etapas de construção e intervenção dos poços.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo "gerenciamento de integridade de poços" abrange todas as fases, desde a perfuração até o abandono, e todas as pessoas envolvidas nessas fases devem ser treinadas/capacitadas em controle de poço. Por exemplo, alguns treinamentos de controle de poço são aplicáveis a equipe de projeto, não cabendo a restrição de etapas operacionais.	Não Acatar
Apêndice A	A.3.3 Realizar auditorias em cada grupo definido no item A.3.2, escolhendo amostras que garantam sua representatividade.	A.3.3 Ajuste de referência ao item (item A.5.2 inexistente)	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Correção de referência	Acatar

Apêndice A	A.4.1.b) Classificação da Integridade e Complexidade do Poço; p) remover	A.4.1 b) Para a gestão da integridade do poço nas etapas pós Handover (Produção a Abandono Temporário), a classificação da integridade seria uma informação de maior relevância e utilidade. p) O item q) da mesma lista se mostra suficiente, uma vez que o gerenciamento da integridade dos poços é feito convencionalmente através de monitoramento de pressões tomados na superfície de forma que para o documento well handover, as informações de pressões in situ é prescindível. c), h), i), j), o) Sugestão para diferenciar nesses itens específicos, poços pré-existentes e poços novos, pois para poços pré-existentes possivelmente não teremos todos esses dados.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A classificação quanto a integridade é valida para a etapa de produção e abandondo temporário, mas é interessante manter o registro de complexidade para futuras intervenções. (b) Acatar a sugestão. (p) Não acatar. As pressões admissíveis são importantes para garantia da integridade dos elementos. Diferenciar poços pré-existentes de poços novos não faz sentido nas letras sugeridas, pois o operador deve ter o maior número possível de informações do poço. As excepcionalidades serão tratadas como tal.	Acatar parcialmente
Apêndice A	A.4.2 Dispor, ao longo do ciclo de vida do poço, dos documentos técnicos relacionados às etapas de projeto, construção e intervenção.	A.4.2 O termo "programa" é muito genérico e pode significar documentos ou conjuntos de informações distintos entre as operadoras.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Proposta melhor correlacionada com os termos da PG 08.	Acatar parcialmente
Apêndice A	A.4.3 O dispositivo A.4.1 não se aplica a poços abandonados permanentemente antes do término do prazo de adequação estabelecido no Art. 3º da Resolução ANP nº 46/2016.	A.4.3 Explicitar que para poços do passado já abandonados permanentemente não é pertinente Well Handover contendo as informações prescritas em A.4.1	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os poços já abandonados permanentemente devem ter informações básicas do well handover. Histórico do poço, elementos de barreira. O well handover serve como prontuário do poço e é importante para poços abandonados.	Não Acatar

Apêndice A	A.4.4 No processo de transferência de ativos o compartilhamento de informações deve se dar de acordo com as boas práticas da indústria, respeitando-se aspectos de confidencialidade, propriedade intelectual e diferenciais competitivos ao mesmo tempo em que sejam disponibilizados pelo cedente informações ou insumos (dados) necessários para construção do conteúdo de Well Handover pelo cessionário.	A.4.4 Assegurar a transferência de dados necessários para uma transição segura ao mesmo tempo em que se assegura respeito a confidencialidade, propriedade intelectual e diferenciais competitivos, conforme previsto no Caderno Técnico de Transferência de Ativos (IBP - 2022).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Deve se garantir que a informações relativas a integridade sejam fornecidas ao novo operador, não há o que se falar em confidencialidade de um ativo que está sendo cedido. Nos artigos 18º a 20º da nova Resolução encontra-se as obrigações para transfêrencia de titularidade, cessão de direitos e mudança de operador.	Não Acatar
Apêndice A	A.6.2 Garantir que cada parte e equipamento que compõe o poço sejam dimensionados para suportar os carregamentos máximos de projeto, os efeitos térmicos, a composição química dos fluidos dos reservatórios expostos em cada fase e o desgaste aos quais serão submetidos, bem como a combinação destes efeitos, ao longo das etapas do ciclo de vida do poço.	A.6.2 Ajuste de texto para esclarecimento que os equipamentos devem ser adequados para exposição química de acordo com cada fase do poço. Isto é, um equipamento ou tubular descido em uma fase do poço pode não estar exposto aos demais reservatórios de outras fases do poço.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Eventualmente tubulares que atuarem como barreira secundária devem ser dimensionados para composição quimica do reservatório. Obviamente, equipamentos que de forma alguma terão contato com esses fluidos não precisam ser compatíveis com o mesmo.	Não Acatar

Apêndice A	A.6.3 Projetar o poço contemplando o isolamento: a) entre Aquíferos de uso público ou industrial e intervalos portadores de qualquer fluido que apresentem possibilidade de fluxo para eles, desde que não estejam naturalmente conectados, evitando a possibilidade de fluxo não intencional; b) entre Aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás e intervalos portadores de qualquer fluido que apresentem possibilidade de fluxo para eles, desde que não estejam conectados naturalmente ou pela estratégia de desenvolvimento da acumulação.	A.6.3 O texto proposto estabelece a separação de tratamento entre dois tipos de aquíferos, sejam: (i) aquíferos de uso público e industrial, e (ii) os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás. Além de estabelecer o critério de mobilidade do óleo e capacidade de ocorrência de fluxos oriundos intervalos portadores de qualquer fluido quando houver potencial de fluxo entre eles. Em relação aos aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás, auxilia a confecção de projetos com menor grau de complexidade e menor risco de execução, permitindo a conexão entre aquíferos de manutenção de pressão, intervalos portadores de hidrocarboneto móvel ou água. Essa estratégia de desenvolvimento pode ajudar a maximização do fator de recuperação de reservatórios, além de ser uma prática utilizada na indústria.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Em geral, a distinção entre aquíferos públicos e privados não é uma classificação técnica padronizada. E independente de ser um aquífero público ou privado, a boa prática padrão da indústria é implementar medidas adequadas de isolamento para garantir a integridade do aquífero e prevenir a contaminação cruzada.	Não Acatar
Apêndice A	A.6.6 Preparar previamente um documento que detalhe as atividades da etapa da construção em aderência ao projeto, tendo como premissas:	A.6.6 O termo "programa" é muito genérico e pode significar documentos ou conjuntos de informações distintos entre as operadoras. Não necessariamente o documento que detalha as atividades da etapa da construção é denominado "programa", pode por exemplo ser o cronograma de operações, sequência operacional, etc...	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo programa é o mais adequado para o que se pretende. O programa é o conjunto de projetos e atividades coordenados entre si de forma articulada e dinâmica e que visam objetivos comuns. A empresa pode estabelecer outra denominação com o mesmo objetivo.	Não Acatar

Apêndice A	A.6.6.1 O projeto do poço deve estar assinado pelos responsáveis pela elaboração, verificação e aprovação.	A.6.6.1 O que estaria sendo considerado como programa (documento que detalha as atividades da etapa da construção) é parte integrante do projeto do poço, de forma que ao assinar este último, o que está sendo considerado como programa já estaria sendo assinado também.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O programa costuma passar por processos de revisão distintas do projeto. É importante que o programa seja assinado pelo responsável.	Não Acatar
Apêndice A	A.7.1 Realizar reunião técnica de planejamento previamente às operações de construção do poço, incluindo representantes de todas as Contratadas envolvidas, com o objetivo de repassar o detalhamento das atividades a serem executadas no poço e as análises de riscos.	A.7.1 O termo "programa" pode significar documentos ou conjuntos de informações distintos entre as operadoras. Nesse item é necessário deixar mais claro o objetivo da reunião.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo programa é o mais adequado para o que se pretende. O programa é o conjunto de projetos e atividades coordenados entre si de forma articulada e dinâmica e que visam objetivos comuns. A empresa pode estabelecer outra denominação com o mesmo objetivo.	Não Acatar
Apêndice A	A.7.2.2 Garantir, desde que não implique em riscos adicionais, redundância para o monitoramento e avaliação contínua (...): a) poços terrestres de maior Classificação da Integridade do Poço , sempre que tecnicamente viável; e	A.7.2.2 O termo "tecnicamente viável" imputa risco excessivo ao operador, visto que o viável é, por vezes, altamente irrazoável ou desproporcional. a) Aplicação inadequada do conceito de Classificação de Complexidade.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item se aplica somente a poços de alta complexidade não cabendo o comentario de desproporrcionalidade . Na etapa do ciclo de vida de construção o conceito a ser aplicado é de complexidade ver D.12	Não Acatar
Apêndice A	A.7.2.3 Garantir sistema remoto de monitoramento e avaliação em tempo real para os poços marítimos de maior Classificação de Complexidade e, desde que não implique em riscos adicionais, para poços terrestres de maior Classificação de Complexidade.	A.7.2.3 O termo "tecnicamente viável" imputa risco excessivo ao operador, visto que o viável é, por vezes, altamente irrazoável ou desproporcional.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item se aplica somente a poços de alta complexidade não cabendo o comentario de desproporrcionalidade . Na etapa do ciclo de vida de construção o conceito a ser aplicado é de complexidade ver D.12	Não Acatar
Apêndice A	A.7.2.4 Os dados objeto do caput a serem armazenados são aqueles necessários para geração do documento de Well Handover descritos em A.4.1	A.7.2.4 Esclarecer o conteúdo mínimo que se espera que seja armazenado pelo operador.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No item A.4.1 não existe exigência clara de dados de monitoramento, porém os dados de integridade dos elementos de CSB já estão contemplados e em conjunto com o item A.4.2 garantem as informações de histórico do poço. Portanto, não há necessidade de incluir um item para especificar o escopo do que se quer e restringir apenas ao A.4.1.	Não Acatar

Apêndice A	A.7.3 Construir o poço contemplando o isolamento: a) entre Aquíferos de uso público ou industrial e intervalos portadores de qualquer fluido que apresentem possibilidade de fluxo para eles, desde que não estejam naturalmente conectados, evitando a possibilidade de fluxo não intencional; b) entre Aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás e intervalos portadores de qualquer fluido que apresentem possibilidade de fluxo para eles, desde que não estejam conectados naturalmente ou pela estratégia de desenvolvimento da acumulação.	A.7.3 O texto proposto estabelece a separação de tratamento entre dois tipos de aquíferos, sejam: (i) aquíferos de uso público e industrial, e (ii) os aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás. Além de estabelecer o critério de mobilidade do óleo e capacidade de ocorrência de fluxos oriundos intervalos portadores de qualquer fluido quando houver potencial de fluxo entre eles. Em relação aos aquíferos de manutenção de pressão de reservatórios de óleo móvel ou gás, auxilia a confecção de projetos com menor grau de complexidade e menor risco de execução, permitindo a conexão entre aquíferos de manutenção de pressão, intervalos portadores de hidrocarboneto móvel ou água. Essa estratégia de desenvolvimento pode ajudar a maximização do fator de recuperação de reservatórios, além de ser uma prática utilizada na indústria.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Em geral, a distinção entre aquíferos públicos e privados não é uma classificação técnica padronizada. E independente de ser um aquífero público ou privado, a boa prática padrão da indústria é implementar medidas adequadas de isolamento para garantir a integridade do aquífero e prevenir a contaminação cruzada.	Não Acatar
Apêndice A	A.7.4 Estabelecer matriz de responsabilidades para o gerenciamento da integridade de poços, durante a etapa de construção.	A.7.4 Entende-se que o gerenciamento de integridade durante as etapas de construção pode ser feito de forma compartilhada entre representantes com funções e níveis de qualificação adequados, não havendo necessidade da exclusividade e sem impactar na qualidade da gestão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A etapa de construção é uma das mais críticas em termos de segurança do poço, e um profissional dedicado a gerenciar a integridade do poço é fundamental na locação.	Não Acatar

Apêndice A	A.8.5 Implementar programa de gerenciamento das pressões dos anulares, como parte do monitoramento dos parâmetros operacionais e de forma a reduzir o risco à integridade do poço, considerando a relevância da informação, a disponibilidade e funcionalidade dos sensores e a condição de acesso ao anular para esta atividade.	A.8.5 A redação original não é explícita em reconhecer que os diferentes arranjos de poços e plataformas devem ser considerados para que sejam definidos os anulares em que seria pertinente considerar o monitoramento de pressões e os cenários onde é tecnicamente possível fazê-lo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Espera-se que o monitoramento esteja baseado nas melhores práticas e no risco de perda de integridade. As especificidades de projeto de poço estão estabelecidas em procedimento do operador.	Não acatar
Apêndice A	A.9.1 Elaborar projeto de intervenção aderente às melhores práticas da indústria	A.9.1 O termo "programa" é muito genérico e pode significar documentos ou conjuntos de informações distintos entre as operadoras. Apesar de se tratar do ciclo de vida de intervenção, a elaboração do projeto também é aplicável.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo programa é o mais adequado para o que se pretende. O programa é o conjunto de projetos e atividades coordenados entre si de forma articulada e dinâmica e que visam objetivos comuns. A empresa pode estabelecer outra denominação com o mesmo objetivo.	Não Acatar
Apêndice A	A.9.1.3 O projeto de intervenção deve estar assinado pelos responsáveis pela elaboração, verificação e aprovação.	A.9.1.3 Apesar de se tratar do ciclo de vida de intervenção, a elaboração do projeto também é aplicável. O que estaria sendo considerado como programa (documento que detalha as atividades da etapa da construção) é parte integrante do projeto do poço, de forma que ao assinar este último, o que está sendo considerado como programa já estaria sendo assinado também.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O programa é o conjunto de projetos e atividades coordenados entre si de forma articulada e dinâmica e que visam objetivos comuns. A empresa pode estabelecer outra denominação com o mesmo objetivo. O importante que o programa e projeto estejam assinados pelo responsável técnico.	Não Acatar
Apêndice A	A.9.2 Estabelecer matriz de responsabilidades para o gerenciamento da integridade de poços, durante a etapa de construção.	A.9.2 Entende-se que o gerenciamento de integridade durante as etapas de construção pode ser feito de forma compartilhada entre representantes com funções e níveis de qualificação adequados, não havendo necessidade da exclusividade e sem impactar na qualidade da gestão.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto original não especifica a exclusividade de uma pessoa (Singular) para o gerenciamento da integridade, mas sim designar "representantes" (PLURAL). A etapa de intervenção do poço é uma fase crítica, desta forma, é importante o acompanhamento do gerenciamento da integridade por um prosfissional.	Não Acatar

Apêndice A	A.10.2.1 O programa periódico de inspeção visual no entorno do poço pode ser dispensado caso sejam estabelecidos CSB Permanentes para o meio externo (ou configuração de barreiras com confiabilidade equiparada) conforme estabelecidos no art. 15.	A.10.2.1 Eliminar necessidade de inspeção visual caso a configuração do abandono temporário seja aderente à de abandono permanente.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O poço deve estar abarcado por um programa de inspeção visual até que seja abandonado permentemente ou arrasado, considerando o número de incidentes reportados à ANP com vazamento de poço em abandono temporário constantemente.	Não Acatar
Apêndice A	A.11.1 Identificar os elementos críticos de integridade de poço de tal forma que incluam, no mínimo: ANEXO I a) os CSB estabelecidos; b) os equipamentos, sistemas e procedimentos responsáveis por ativar os elementos dos CSB estabelecidos e monitorar a integridade dos CSB;	A.11.1 Entendemos que o sistema diverter deve ser considerado como um elemento crítico de segurança operacional para a instalação sonda (Prática de Gestão nº 11) e não como um elemento crítico para integridade do poço.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O sistema diverter é um dispositivo fixado ao riser marítimo ou cabeça de poço para fechar o caminho de fluxo vertical e direcionar o fluxo em uma direção predeterminada (*API Specification 16Q*). Assim, entendemos como um elemento essencial para a segurança do poço direcionando o fluxo do fluído em caso de kick, apesar de ser um elemento da sonda. Desta forma, alterou-se o texto do item 11.1 suprimindo o termo "de integridade de poço".	Acatar parcialmente
Apêndice A	A.11.2 Garantir, durante todo o ciclo de vida do poço, no mínimo 02 (dois) CSB independentes (primário e secundário) para o meio externo.	A.11.2 Associar a necessidade de isolamento, especificando o meio externo para requisito de 2 CSBs.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo "meio externo" não traz informação relevante ao entendimento do item.	Não Acatar
Apêndice A	A.11.2.1 Considerar a impossibilidade ou irrazoabilidadede compor 02 (dois) CSB independentes nas etapas de construção, intervenção e abandono temporário como fator degradador da classificação da Integridade do Poço.	A.11.2.1 O termo "impossibilidade técnica" imputa risco excessivo ao operador, visto que o viável é, por vezes, altamente irrazoável ou desproporcional. A ANP propõe equivalência do conceito de compartilhamento com ausência, falha ou degradação de eCSB misturando estado de integridade com condição de compartilhamento. Entende-se como mais prudente que o operador contemple o compatilhamento de eCSBs como uma condição que impacta negativamente na classificação de Integridade do Poço.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A consideração de falta, falha e degração para o caso de impossiilidade técnica leva a avaliação de risco e adoção de medidas de controle adicionais. A ANP entende que não há mistura de conceitos uma vez que o compartilhamento de elementos configura perda de redundância e o CSB é elemento crítico.	Não Acatar

Apêndice A	A.11.2.2 Instalar nos poços surgentes um DSSS como um dos elementos do CSB primário, quando houver possibilidade de dano catastrófico a equipamentos da cabeça de poço.	A.11.2.2 Associar a necessidade ao evento de dano catastrófico a equipamentos da cabeça de poço e eliminar a indicação específica da DHSV, uma vez que o que se mostra necessário é que um dos CSBs seja composto integralemente por elementos instalados em subsuperfície, incluindo um DSSS, para garantir ao menos um CSB no caso de dano catastrófico.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O uso de DHSV (DSSS), principalmente em poços submarinos, é requisto apresentado em regulamentos de segurança e melhores práticas internacionais.	Não Acatar
Apêndice A	A.11.2.3.1 A Não Surgência pode ser considerada como CSB primário dos intervalos não surgentes para o assoalho marinho ou para a superfície.	A.11.2.3.1 Utilizar o conceito de Não Surgência no lugar de coluna hidrostática (que pode confundir com coluna de fluido de amortecimento). Apesar do uso da não surgência ser prático e normalmente preferível, o texto proposto reduz a possível interpretação de obrigatoriedade de considerá-la como elemento de CSB. Propor que a Não Surgência possa ser autossuficiente como CSB e não apenas como um elemento de CSB, quando se trata de isolamento para o	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A condição de não surgência do poço pode ser variável ao longo do tempo, desta forma, não pode ser considerada como um CSB. A não surgência é um fator limitado pela diferença de pressão.	Não Acatar

Apêndice A	A.11.2.4 Considerar o compartilhamento de elementos entre os CSB como fator degradador da classificação da Integridade do Poço.	A.11.2.4 Entendemos que o sistema diverter deve ser considerado como um elemento crítico de segurança operacional para a instalação sonda (Prática de Gestão nº 11) e não como um elemento crítico para integridade do poço. A ANP propõe equivalência do conceito de compartilhamento com ausência, falha ou degradação de eCSB misturando estado de integridade com condição de compartilhamento. Entende-se como mais prudente que o operador contemple o compatilhamento de eCSBs como uma condição que impacta negativamente na classificação de Integridade do Poço.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O sistema diverter é um dispositivo fixado ao riser marítimo ou cabeça de poço para fechar o caminho de fluxo vertical e direcionar o fluxo em uma direção predeterminada (API Specification 16Q). Assim, entendemos como um elemento essencial para a segurança do poço direcionando o fluxo do fluído em caso de kick, apesar de ser um elemento da sonda. Desta forma, alterou-se o texto do item 11.1 suprimindo o termo "de integridade de poço" e mantendo o sistema diverter. Sobre o item 11.2.4, a consideração de falta, falha e degração para o caso de impossiilidade técnica leva a avaliação de risco e adoção de medidas de controle adicionais. A ANP entende que não há mistura de conceitos uma vez que o compartilhamento de elementos configura perda de redundância e o CSB é elemento crítico.	Não Acatar
Apêndice A	A.12.2a) a integridade dos elementos dos CSB, considerando a Classificação da Integridade do Poço nas etapas de Produção e Abandono ou a Classificação da Complexidade do Poço nas etapas de Projeto, Construção e Intervenção; g) a composição e a multidisciplinaridade da equipe, a participação das Contratadas, de acordo com a Classificação da Integridade do Poço	A.12.2 a) Como a avaliação dos riscos para as etapas de construção e intervenção é realizada ainda na etapa de projeto, a Classificação da Integridade de Poço ainda não está disponível, uma vez que esta informação está relacionada ao status operacional. Para as avaliações de riscos realizadas na etapa de projeto (de contrução ou intervenção) seria mais pertinente considerar a classificação da complexidade do poço. g) Aplicação inadequada do conceito de Classificação de Complexidade.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A complexidade do poço está vinculada à sua edificação e operação, enquanto a integridade do poço se destina a assegurar sua segurança contínua e funcionalidade. Ambos os aspectos desempenham papéis fundamentais.Além disso no apendice D.12 e D.13 A complexidade do poço e a Integridade do poço e ambos requer criterios especificos.	Acatar parcialmente

Apêndice A	A.13.1.2.1 Justificar tecnicamente a realização da verificação dos elementos do CSB por meio de confirmação quando o critério de aceitação estabelecido prever a verificação por meio de teste.	A.13.1.2.1 Existem elementos e cenários específicos na qual a verificação por meio de teste é inviável tecnicamente já na concepção do projeto e estes casos já são mapeados e previstos nos critérios de aceitação estabelecidos para estes elementos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A justificativa pode estar contemplada em procedimento da empresa. O importante é ressaltar a importância de teste sobre verificação dos elementos do CSB.	Não Acatar
Apêndice A	A.14.4 Estabelecer, avaliar e documentar simulados periódicos de emergências de controle de poço a depender do cenário mais catastrófico definido pelo operador.	A.14.4 Alteração proposta para deixar claro que os simulados em questão não se tratam dos exercícios de segurança de poço efetuados durante a intervenção (simulado de fechamento de poço, choke drill, hang-off, etc...), mas sim dos simulados de resposta à emergência. A alternância das etapas do ciclo de vida dos poços seria um critério do operador a depender do cenário mais catastrófico.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item original visa incluir todos os simulados de resposta a emergências dos exercícios de segurança realizados durante intervenções, construção e produção do poço, conforme citado pelo proponente.	Não Acatar
Apêndice A	A.16.1 Garantir que as mudanças realizadas não comprometam as intervenções futuras, o abandono e o controle do poço em caso de kick ou blowout.	A.16.1 Aumentar a abrangência para os futuros workovers também.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Coerente e mais abrangente a proposição sugerida pelo proponente.	Acatar

Apêndice A	“A.6.7.1.e) caixa coletora de água oleosa, quando aplicável, conforme diretrizes do órgão ambiental local.”	sobre o A.6.7.1: A caixa de coletora oleosa, à primeira vista, parece uma boa alternativa. Entretanto, em períodos de chuva, mesmo com quantidade baixa de óleo presente, ela irá transbordar e poderá contaminar o terreno em seu entorno. A probabilidade de contaminação do solo gerada por pequenas quantidades de óleo na caixa coletora em períodos de chuva pode superar o histórico de eventos de vazamentos que extravasaram o antepoço durante a etapa de produção na indústria Onshore. Entendendo que o operador tem a obrigação de zelar pela integridade de seus ativos e o antepoço já possui a função de contenção primária de fluidos, não existe impacto significativo na segurança operacional que justifique essa adequação. Além disso, a demanda sobre esse estudo e a baixa disponibilidade de mercado podem aumentar o valor agregado, tendo em vista que a indústria Onshore tem recursos limitados, o gerenciamento de recursos seria realizado de maneira	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A.6.7.1 e): o requisito dispõe que a caixa coletora de água oleosa deve ser dimensionada a partir de um estudo de necessidade. Portanto, não há razão para incluir "quando aplicável", pois o estudo irá indicar se é aplicável ou não. O estudo de necessidade deve considerar as diretrizes e exigências dos órgãos ambientais locais e a condição climática local. Em relação à baixa disponibilidade de mercado, ressalta-se que o requisito consta no RTSGI, publicado em 2010.	Não Acatar
Apêndice A	Alterar a redação do texto do A.9.1.1 para: “Detalhar as atividades da etapa de intervenção e ser elaborado com a participação de equipe multidisciplinar, incluindo representantes das Contratadas na elaboração ou validação.”	Sobre o o A.9.1.1: Incluir a contratada no processo de elaboração é uma opção do operador, entretanto, com a utilização de ferramentas como Documento de Interface, reuniões de alinhamento e Diálogos Diários de Segurança a operadora garante o devido alinhamento das práticas por ela determinadas nos programas de intervenção.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	A participação da contrada durante as etapas da intervenção do poço é imprescindivel.	Não Acatar

Apêndice A	Alterar redação do texto do A9.2 para: “Designar representantes tecnicamente capacitados na locação para gerenciar as atividades relacionadas ao gerenciamento da integridade de poços, durante a etapa de intervenção.”	Sobre o o A9.2: Sugere-se a alteração da redação do texto de forma que a responsabilidade do profissional representante na locação não seja “exclusiva” de gerenciamento de integridade do poço. Para empresas de médio e pequeno porte onshore, por exemplo, os representantes na locação apenas fazem o registro documental dos testes executados e garantem a instalação correta e segura dos devidos elementos de CSB de acordo com o programa de intervenção estabelecido. Estes profissionais são devidamente treinados e capacitados seguindo as diretrizes do próprio regulamento, capazes de assumir demais responsabilidades afetas à operação em si, não necessariamente diretamente relacionada a integridade de poço.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	O texto original não especifica a exclusividade de uma pessoa (Singular) para o gerenciamento da integridade, mas sim designar "representantes" (PLURAL). A etapa de intervenção do poço é uma fase crítica, desta forma, é importante o acompanhamento do gerenciamento da integridade por um prosfissional.	Não Acatar

Apêndice A	Alterar a redação do texto do A.11.2.1 para: Em caso de inviabilidade de compor 02 (dois) CSB independentes, ou a não utilização do diverter (quando aplicável) nas etapas de construção, intervenção e abandono temporário, avaliar os riscos e aplicar medidas mitigadoras e de controle, de forma a mantê-los a um nível ALARP.	Sobre o A.11.2.1: Entende-se o objetivo da agência de que os operadores tenham um gerenciamento de risco específico para as situações em que não é possível compor dois CSB independentes (conforme requerimento 11.5.1). No entanto, com a redação atual do requerimento, a agência prescreve que o sistema de gestão da empresa deva considerar, por exemplo, que uma determinada fase da construção do poço planejada em projeto se dará em uma condição de falha, falta ou degradação de elemento crítico – o que não condiz com a realidade. Sugere-se que o requerimento seja revisado a fim de não prescrever que a inviabilidade de compor dois CSB independentes seja considerado como esta condição, no entanto seja gerenciado como tal. Para isto, o texto proposto foi em linha com o que apresenta o regulamento vigente RT-SGIP e a norma internacional NOSROK D 010: “For some well activities it is not possible to establish two independent well barriers. When a common WBE exists, a risk analysis shall be performed and risk reducing	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	A consideração de falta, falha e degração para o caso de impossiilidade técnica leva a avaliação de risco e adoção de medidas de controle adicionais. A ANP entende que não há mistura de conceitos uma vez que o compartilhamento de elementos configura perda de redundância e o CSB é elemento crítico.	Não Acatar

Apêndice A	Alterar a redação do texto do A.11.2.4 para: “Considerar o compartilhamento de elementos entre os CSB como fator determinante na avaliação dos riscos e estabelecer medidas de controle de risco compatíveis com esta condição.”	A ANP propõe equivalência do conceito de compartilhamento com falha, falta ou degradação de elemento crítico de segurança, misturando estado de integridade com condição de compartilhamento. Entende-se como mais prudente que o operador contemple o compartilhamento de eCSBs como uma condição que impacta diretamente na avaliação de risco do Poço. Um exemplo prático seria um poço surgente com uma falha constatada na DHSV, resultando em um compartilhamento de elementos entre os CSB. A condição de falha da DHSV deve ser definida e tratada como tal, nos moldes do que estabelece a PG-11. No entanto, o compartilhamento de barreiras não necessariamente é definido como condição de falha, falta ou degradação dentro do sistema de gerenciamento de integridade de poços do operador. Neste sentido, sugere-se que o requerimento não defina o compartilhamento de elementos	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	A consideração de falta, falha e degração para o caso de impossiilidade técnica leva a avaliação de risco e adoção de medidas de controle adicionais. A ANP entende que não há mistura de conceitos uma vez que o compartilhamento de elementos configura perda de redundância e o CSB é elemento crítico.	Não Acatar

Apêndice B	Sugerimos adicionar, após o item B 15.4 (que trata de soldagem), um item B.15.5 sobre Inspeção e Ensaios Não Destrutivos nas soldas, a saber: "Realizar inspeção, ensaios não destrutivos e/ou testes nas soldas, com pessoal certificado, de acordo com normas técnicas."	Após a soldagem é prática recomendada nos códigos construtivos e de manutenção, avaliar a integridade da solda através da aplicação de uma ou mais técnicas de Ensaios Não Destrutivos. É consenso mundial e parte de normas técnicas nacionais e internacionais, o uso de mão de obra certificada para aplicação e a interpretação dos resultados dos Ensaios Não Destrutivos. Isso se deve a criticidade do processo. A não detecção de defeitos, descontinuidades, trincas ou falhas nas soldas ou a má interpretação dos resultados dos ensaios pela falta da certificação necessária, pode levar ao comprometimento da tubulação, com a consequente contaminação do meio ambiente e a perda de vidas.	Antônio Luís de Oliveira Aulicino / ABENDI - Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção	O regulamento de segurança operacional tem seu arcabouço baseado em desempenho, não tendo finalidade de prescrever qual a metodologia, ferramenta ou tecnologia a ser aplicada pelo operador do contrato. Pelo item B.15.4 é entedível a ncessidade de qualificação de procedimento ou pessoal atuante na soldagem, independente da técnica.	Não Acatar
Apêndice B	B.1.1 d) registros de controle da corrosão interna e externa;	B.1.1 A corrosão atmosférica é um tipo de corrosão externa, quando aplicada a dutos. Os requisitos definidos para corrosão externa irão suprir as necessidades para os casos de corrosão atmosférica.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	De acordo com a contribuição.	Acatar

Apêndice B	B.3.1 c) a análise de risco foi realizada e as recomendações geridas;	B.3.1 O operador é o responsável por gerir as recomendações oriundas da análise de risco, tomando as ações necessárias para garantir a segurança operacional. Tomando as ações necessárias para atendimento das recomendações nos seus devidos prazos.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O atestado de comissionamento do duto somente pode ser emitido após a implementação de todas as recomendações indicadas na Análise de Riscos.	Não Acatar
Apêndice B	B.6.2.1 Excluir	B.6.2.1 O item "B.6.2 Estabelecer o tratamento a ser dado ao sistema de proteção catódica do duto desativado" já abrange e atende as condições e definições para o sistema de Proteção Catódica.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A interligação elétrica do Sistema de Proteção Catódica deve estar mantido até o descomissionamento total do duto.	Não Acatar
Apêndice B	B.6.4: Para os dutos descomissionados após a publicação da revisão deste regulamento técnico, emitir atestado de Descomissionamento, confirmando que os serviços foram executados segundo estabelecido no programa de desativação permanente.	B.6.4 Partindo do princípio de quem emite o atestado de descomissionamento é uma empresa terceira, os dutos desativados permanentemente antes desta exigência no RTDT tiveram a emissão deste atestado de descomissionamento emitido pela própria Transportadora.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O atestado de desativação poderá ser emitido por empresa terceira independente ou pela própria empresa. Desta forma, não há necessidade de complemento ou alteração. Nas disposições finais e transitórias da resolução deverão ser apresentadas as especificidades de adequação ao regulamento.	Não Acatar
Apêndice B	Trazer para o Apêndice B o item 51.1 do RTDT sobre Desativação Permanente.	B.6.5 O item 51.1 do RTDT garante que ambas as alternativas de destinação (permanência ou remoção) são aceitas, sendo escolhida mediante uma avaliação multicritério (Segurança, Ambiental, Técnica e socio-econômica), não havendo, portanto, caso-base pré-definido.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os itens de desativação do novo regulamento estão abarcados nos itens 10.7 e Apêndice B, B.5 e B.6. Ademais, no item 10.4.3 de Operação descreve: *"Desativar com o isolamento e a remoção de dutos, tubulações, equipamentos, sistemas e o abandono de poços que estejam sem planejamento de retorno à operação e sem gerenciamento de integridade* ". Com relação ao Descomissionamento do campo ou da instalação em seu fim de contrato, o descomissionamento deve seguir também a RANP 817/2020.	Não Acatar
Apêndice B	B.8.3.1 Reescrever.	B.8.3.1 O item deixa dúvidas quanto a sua operacionalização precisa ser escrito de maneira deixá-lo mais claro.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Não houve sugestão de alteração para melhoria do texto.	Não acatar

Apêndice B	B.8.3.2 Reescrever para esclarecer.	B.8.3.2 Qual nível de descontinuidade e que avaliação de integridade (para uma simples perda de espessura é necessário ?)	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	As avaliações de integridade representam uma parte do programa de gerenciamento da integridade (PGI) da empresa aplicada durante todo o ciclo de vida do duto ou sistema de dutos, e devem ser realizadas periodicamente conforme estabelecido no item B.8.3 da minuta do regulamento. Não houve sugestão de alteração para melhoria do texto.	Não acatar
Apêndice B	B.9.1 Estabelecer programa de inspeção periódica para observação e registro, ao longo de toda extensão da Faixa e de seus acessos, da existência de irregularidades ou não conformidades que possam alterar as condições físicas da Faixa e dos dutos, provocar esforços mecânicos anormais e comprometer a Integridade Estrutural dos dutos.	B.9.1 Necessária a distinção de irregularidade e não conformidade para clareza deste requisito	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Entende-se que são evidências de situações ou eventos que estão fora dos requisitos do sistema de gestão da empresa ou em normas. Uma destas nomeclaturas pode ser adotada a critério do operador.	Não Acatar

Apêndice B	B.12.1.1 Considerar as orientações do manual do fabricante de cada equipamento e a experiência adquirida, e atender as recomendações de inspeção, os requisitos estabelecidos em códigos, normas, melhores práticas recomendadas da indústria.	B.12.1.1 Melhores práticas da indústria e subjetivo, necessária definição.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo faz parte do contrato de concessão, definições contratuais, Item 1.2.23. Melhores Práticas da Indústria do Petróleo: Os melhores e mais seguros procedimentos e tecnologias disponíveis na indústria de Petróleo e Gás Natural em todo o mundo, que permitam: (a) garantir a segurança operacional das instalações, preservando a vida, integridade física e saúde humana; (b) preservar o meio-ambiente e proteger as comunidades adjacentes; (c) evitar ou reduzir ao máximo os riscos de vazamento de Petróleo, Gás Natural, derivados e outros produtos químicos que possam ser prejudiciais ao meio ambiente; (d) a conservação de recursos petrolíferos e gasíferos, o que implica a utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica, econômica e ambientalmente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (e) minimizar o consumo de recursos naturais nas Operações. Para a execução das Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, os Concessionários devem tomar as normas expedidas pela ANP e pelos demais órgãos públicos brasileiros como ponto de partida, incorporando padrões técnicos e recomendações de organismos e associações da Indústria do Petróleo reconhecidos internacionalmente, sempre que tais medidas aumentem as chances de que os objetivos listados acima sejam alcançados.	Não Acatar
Apêndice B	B.13.1.3 Reescrever para esclarecer o item.	B.13.1.3 Como realizar o controle da corrosão atmosférica ? Necessário esclarecer o item.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Para melhor esclarecer o item, alterou-se para "corrosão externa".	Acatar
Apêndice B	B.21.1 Estabelecer o procedimento mútuo de operação, com outras empresas ou unidades operacionais diretamente envolvidas na pré-operação ou operação de um duto ou sistema de dutos, com a finalidade de estabelecer as interfaces, as ações e os critérios executivos operacionais, contendo, no mínimo:	B.21.1 As gerências estão sempre vinculadas a uma mesma unidade operacional que faz a gestão do todo. Quando for entre unidades operacionais, estas tem autonomia na sua gestão, cabendo desta forma o estabelecimento de um procedimento mútuo de operação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O intuito do termo gerencia é aplicado em sentido amplo, independente da estrutura organizacional de cada empresa.	Não Acatar

Apêndice B	B.22 excluir	B.22 Procedimentos de Gerenciamento de Mudanças, já define a sua aplicação e já está contemplado em Práticas do SGSO e não precisa de informação adicional no Apêndice B.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 22.1 é aplicável especificamente a dutos terrestres.	Não Acatar
Apêndice B	B.22.1 excluir	B.22.1 Procedimentos de Gerenciamento de Mudanças, já define a sua aplicação e já está contemplado em Práticas do SGSO e não precisa de informação adicional no Apêndice B.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 22.1 é aplicável especificamente a dutos terrestres.	Não Acatar
Apêndice B	Abrangência - Dutos de escoamento da produção de petróleo e gás natural de áreas de concessão de produção terrestre que escoem produtos tratados (para fora dos limites da concessão) a partir do Lançador de Pigs, da estação de bombeamento ou da estação de compressão, que atendam aos Dutos ou, se estas não existirem, a partir da saída da instalação de separação de gás/petróleo/água; - Trechos terrestres de Dutos de escoamento da produção de petróleo e gás natural de áreas de concessão de produção marítima: a) No caso em que uma única empresa for a responsável pela operação dos dois trechos do Duto, submarino e terrestre, a partir de um ponto do Duto, devidamente sinalizado e situado em terreno seco, o mais próximo possível da linha de preamar máxima do local; b) No caso de existirem duas empresas responsáveis pela operação, uma para o trecho submarino e outra para o trecho terrestre, a partir do ponto de limite de responsabilidade estabelecido no Protocolo de Responsabilidades firmado entre elas.	Novo item - Na minuta do regulamento proposto não fica claro as abrangências e exclusões dos dutos dentro do Apêndice B, sendo o termo DUTO muito amplo. Seguindo a premissa de que os dutos de E&P estarão abrangidos no Novo SGSO e não no RTDT, sugerimos trazer a redação de abrangência de dutos do RTDT. A falta de definição da abrangência no Novo SGSO (prevista no RTDT), pode gerar dúvida entre a aplicabilidade de ambos os regulamentos, além de incluir linhas que antes não constavam no RTDT tais como: linhas de produção/surgência, linhas de gás lift, linhas de injeção e demais linhas/tubulações internas. Estas linhas não são inclusas no RTDT e inclui-las geraria aumento nas documentações de projeto e nos processos de inspeção e manutenção segundo critérios de normas para dutos mais severos do que os adotados pelas práticas das operadoras. Com a falta dessa definição de abrangência haverá dificuldade para enquadramento dos dutos dentro do regulamento	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O escopo e abrangência do regulamento está no Art.2° da proposta de resolução. Como o arcabouço em revisão abrange todas as instalações onshore e offshore de E&P, entendeu-se que os dutos estão abarcados nos sistema de coleta e escoamento de O&G, item (d) , I do Art. 2°.e atividades do II do Art.2º, dos campos do contrato de concessão do E&P. Nas disposições finais da minuta de resolução, promove-se as alterações na Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011, que aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. No Apêndice D, incluiu-se a definição de Duto.	Acatar parcialmente

Apêndice B	Inclusão de item novo Abrangência - Dutos de escoamento da produção de petróleo e gás natural de áreas de concessão de produção terrestre que escoem produtos tratados (para fora dos limites da concessão) a partir do Lançador de Pigs, da estação de bombeamento ou da estação de compressão, que atendam aos Dutos ou, se estas não existirem, a partir da saída da instalação de separação de gás/petróleo/água; - Trechos terrestres de Dutos de escoamento da produção de petróleo e gás natural de áreas de concessão de produção marítima: a) No caso em que uma única empresa for a responsável pela operação dos dois trechos do Duto, submarino e terrestre, a partir de um ponto do Duto, devidamente sinalizado e situado em terreno seco, o mais próximo possível da linha de preamar máxima do local; b) No caso de existirem duas empresas responsáveis pela operação, uma para o trecho submarino e outra para o trecho terrestre, a partir do ponto de limite de responsabilidade estabelecido no Protocolo de	Inclusão de item novo Na minuta do regulamento proposto não fica claro as abrangências e exclusões dos dutos dentro do Apêndice B, sendo o termo DUTO muito amplo. Com a falta dessa definição de abrangência haverá dificuldade para enquadramento dos dutos dentro do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O escopo e abrangência do regulamento está no Art.2° da proposta de resolução. Como o arcabouço em revisão abrange todas as instalações onshore e offshore de E&P, entendeu-se que os dutos estão abarcados nos sistema de coleta e escoamento de O&G, item (d) , I do Art. 2°.e atividades do II do Art.2º, dos campos do contrato de concessão do E&P. Nas disposições finais da minuta de resolução, promove-se as alterações na Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011, que aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. No Apêndice D, incluiu-se a defoncação de Duto.	Acatar parcialmente
Apêndice B	B1 B.1.1 d) registros de controle da corrosão interna e externa;	B1 A corrosão atmosférica é um tipo de corrosão externa, quando aplicada a dutos. Os requisitos definidos para corrosão externa irão suprir as necessidades para os casos de corrosão atmosférica.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	De acordo com a contribuição.	Acatar
Apêndice B	B3 B.3.1 c) a análise de risco foi realizada e as recomendações geridas;	B3 O operador é o responsável por gerir as recomendações oriundas da análise de risco, tomando as ações necessárias para garantir a segurança operacional. Tomando as ações necessárias para atendimento das recomendações nos seus devidos prazos.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O atestado de comissionamento do duto somente pode ser emitido após a implementação de todas as recomendações indicadas na Análise de Riscos.	Não Acatar

Apêndice B	B6 Retirar o item B.6.2.1 Manter a interligação elétrica do duto desativado com o sistema de proteção catódica e continuado o monitoramento de potenciais de proteção.	B6 O item "B.6.2 Estabelecer o tratamento a ser dado ao sistema de proteção catódica do duto desativado" já abrange e atende as condições e definições para o sistema de Proteção Catódica.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A interligação elétrica do Sistema de Proteção Catódica deve estar mantido até o descomissionamento total do duto.	Não Acatar
Apêndice B	Modificar o texto do item B.6.4: Para os dutos descomissionados após a publicação da revisão deste regulamento técnico, emitir atestado de Descomissionamento, confirmando que os serviços foram executados segundo estabelecido no programa de desativação permanente.	Partindo do princípio de quem emite o atestado de descomissionamento é uma empresa terceira, os dutos desativados permanentemente antes desta exigência no RTDT tiveram a emissão deste atestado de descomissionamento emitido pela própria Transportadora.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O atestado de desativação poderá ser emitido por empresa terceira independente ou pela própria empresa. Desta forma, não há necessidade de complemento ou alteração. Nas disposições finais e transitórias da resolução deverão ser apresentadas as especificidades de adequação ao regulamento.	Não Acatar
Apêndice B	Trazer para o Apêndice B o item 51.1 do RTDT sobre Desativação Permanente.	O item 51.1 do RTDT garante que ambas as alternativas de destinação (permanência ou remoção) são aceitas, sendo escolhida mediante uma avaliação multicritério (Segurança, Ambiental, Técnica e socio-econômica), não havendo, portanto, caso-base pré-definido.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Os itens de desativação do novo regulamento estão abarcados nos itens 10.7 e Apêndice B, B.5 e B.6. Ademais, no item 10.4.3 de Operação descreve: *"Desativar com o isolamento e a remoção de dutos, tubulações, equipamentos, sistemas e o abandono de poços que estejam sem planejamento de retorno à operação e sem gerenciamento de integridade* ". Com relação ao Descomissionamento do campo ou da instalação em seu fim de contrato, o descomissionamento deve seguir também a RANP 817/2020.	Não Acatar
Apêndice B	B.8.3.1 Analisar os resultados das avaliações de integridade e identificar a causa provável das irregularidades encontradas nas inspeções, comparando os resultados com informações de outros dutos próprios, ou da indústria quando disponíveis.	B.8.3.1 O item deixa dúvidas quanto a sua operacionalização precisa ser escrito de manei a deixá-lo mais claro.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Não houve sugestão de alteração para melhoria do texto.	Não acatar
Apêndice B	B.8.3.2 Realizar Avaliação de Integridade sempre que detectada Descontinuidade no Duto ou nos Componentes.	B.8.3.2 Qual nível de descontinuidade e que avaliação de integridade (para uma simples perda de espessura é necessário?)	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	As avaliações de integridade representam uma parte do programa de gerenciamento da integridade (PGI) da empresa aplicada durante todo o ciclo de vida do duto ou sistema de dutos, e devem ser realizadas periodicamente conforme estabelecido no item B.8.3 da minuta do regulamento.	Não Acatar

Apêndice B	B12 B.12.1.1 Considerar as orientações do manual do fabricante de cada equipamento e a experiência adquirida, e atender as recomendações de inspeção, os requisitos estabelecidos em códigos, normas, melhores práticas da indústria.	B12 Melhores práticas da indústria é subjetivo, necessária definição.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O termo faz parte do contrato de concessão, definições contratuais, Item 1.2.23. Melhores Práticas da Indústria do Petróleo: Os melhores e mais seguros procedimentos e tecnologias disponíveis na indústria de Petróleo e Gás Natural em todo o mundo, que permitam: (a) garantir a segurança operacional das instalações, preservando a vida, integridade física e saúde humana; (b) preservar o meio-ambiente e proteger as comunidades adjacentes; (c) evitar ou reduzir ao máximo os riscos de vazamento de Petróleo, Gás Natural, derivados e outros produtos químicos que possam ser prejudiciais ao meio ambiente; (d) a conservação de recursos petrolíferos e gasíferos, o que implica a utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica, econômica e ambientalmente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (e) minimizar o consumo de recursos naturais nas Operações. Para a execução das Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, os Concessionários devem tomar as normas expedidas pela ANP e pelos demais órgãos públicos brasileiros como ponto de partida, incorporando padrões técnicos e recomendações de organismos e associações da Indústria do Petróleo reconhecidos internacionalmente, sempre que tais medidas aumentem as chances de que os objetivos listados acima sejam alcançados.	Não Acatar
Apêndice B	B13 B.13.1.3 Estabelecer controle da corrosão atmosférica em dutos e demais instalações metálicas expostas à atmosfera, contendo os procedimentos para monitoramento da corrosão atmosférica;	B13 Como realizar o controle da corrosão atmosférica?	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Para melhor esclarecer o item, alterou-se para "corrosão externa".	Acatar
Apêndice B	B21 B.21.1 Estabelecer o procedimento mútuo de operação, com outras empresas ou unidades operacionais diretamente envolvidas na pré-operação ou operação de um duto ou sistema de dutos, com a finalidade de estabelecer as interfaces, as ações e os critérios executivos operacionais, contendo, no mínimo:	B21 As gerências estão sempre vinculadas a uma mesma unidade operacional que faz a gestão do todo. Quando for entre unidades operacionais, estas tem autonomia na sua gestão, cabendo desta forma o estabelecimento de um procedimento mútuo de operação.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O intuito do termo gerencia é aplicado em sentido amplo, independente da estrutura organizacional de cada empresa.	Não Acatar

Apêndice B	B22 Procedimentos de Gerenciamento de Mudanças	B22 Procedimentos de Gerenciamento de Mudanças, já define a sua aplicação e já está contemplado em Práticas do SGSO e não precisa de informação adicional no Apêndice B.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O item 22.1 é aplicável especificamente a dutos terrestres.	Não Acatar
Apêndice B	Inclusão de item novo Duto - Designação genérica de instalação constituída por tubos ligados entre si, incluindo os Componentes e Complementos, destinada ao transporte ou transferência de fluidos, entre as fronteiras de Unidades Operacionais geograficamente distintas.	Inclusão dos itens novos Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O escopo e abrangência do regulamento está no Art.2° da proposta de resolução. Como o arcabouço em revisão abrange todas as instalações onshore e offshore de E&P, entendeu-se que os dutos estão abarcados nos sistema de coleta e escoamento de O&G, item (d) , I do Art. 2°.e atividades do II do Art.2º, dos campos do contrato de concessão do E&P. Nas disposições finais da minuta de resolução, promove-se as alterações na Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011, que aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. No Apêndice D, incluiu-se a defoncação de Duto.	Acatar parcialmente
Apêndice B	Inclusão de item novo Duto Terrestre - Duto aéreo ou enterrado, cuja Faixa encontra-se fora da influência da maré alta.	Inclusão dos itens novos Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O escopo e abrangência do regulamento está no Art.2° da proposta de resolução. Como o arcabouço em revisão abrange todas as instalações onshore e offshore de E&P, entendeu-se que os dutos estão abarcados nos sistema de coleta e escoamento de O&G, item (d) , I do Art. 2°.e atividades do II do Art.2º, dos campos do contrato de concessão do E&P. Nas disposições finais da minuta de resolução, promove-se as alterações na Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011, que aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. No Apêndice D, incluiu-se a defoncação de Duto.	Acatar parcialmente

Apêndice B	Inclusão de item novo Gasodutos - Dutos Terrestres de Transporte, Transferência e de escoamento da produção que movimentam gás natural, conforme definições da Lei n.º 11.909/09, e Dutos que movimentam hidrocarbonetos gasosos ou misturas gasosas que contenham hidrocarbonetos.	Inclusão dos itens novos Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O escopo e abrangência do regulamento está no Art.2° da proposta de resolução. Como o arcabouço em revisão abrange todas as instalações onshore e offshore de E&P, entendeu-se que os dutos estão abarcados nos sistema de coleta e escoamento de O&G, item (d) , I do Art. 2°.e atividades do II do Art.2º, dos campos do contrato de concessão do E&P. Nas disposições finais da minuta de resolução, promove-se as alterações na Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011, que aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. No Apêndice D, incluiu-se a defoncação de Duto.	Acatar parcialmente

Apêndice B	<adicionar> B.4.1.4 Implantar sistema automático de prevenção de danos à dutos cuja avaria possa ocasionar amplo dano ambiental. O sistema deve ser capaz alertar em tempo real sobre pessoas e veículos não autorizados em dutos.	Até meados dos anos 2000, a preocupação com a integridade de dutos no país se categorizava em 4 grupos principais: corrosão interna, corrosão externa, geotecnia e ação de terceiros - a última estava relacionada a uso irregular da faixa e eventuais danos causados aos dutos de forma não intencional [1]. Recentemente intervenções criminosas nos dutos tornaram-se o principal foco, pois podem trazer riscos como vazamentos, incêndios e explosões. Em 2021, a Transpetro registrou 102 casos de furto ou tentativas de furto nos dutos em todo o país. Em 2020, foram 201 ocorrências, enquanto em 2019 a Transpetro registrou 203 casos. Em 2018, foram 261[2]. Considerando a abrangência do problema, tecnologias convencionais em geral são insuficientes para lidar com os desafios encontrados nesse domínio, devido à necessidade de coleta e processamento de dados em larga escala e em tempo real para a devida atuação das autoridades competentes	Ronaldo Carvalho Moura Junior / ALTAVE	Considerando que o arcabouço regulatório de segurança operacional é baseado em modelo não prescritivo e utiliza uma abordagem predominantemente de desempenho, a opção é por não detalhar os instrumentos ou metodologias que podem ser utilizados pelo Operador. Entende-se que a referida abordagem sugerida pode ser tratada no item 10.2.2 da minuta do regulamento.	Não Acatar

Apêndice B	Inclusão da definição de abrangência e exclusões do regulamento.	Sugere-se a inclusão das abrangências e exclusões do Apêndice B da minuta do Regulamento Técnico, conforme a redação atual do RTDT em vigência. Não foi possível identificar, seja na minuta da resolução ou do regulamento técnico, uma definição clara do conceito de duto terrestre dentro da abrangência e escopo do Apêndice B.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP	O escopo e abrangência do regulamento está no Art.2° da proposta de resolução. Como o arcabouço em revisão abrange todas as instalações onshore e offshore de E&P, entendeu-se que os dutos estão abarcados nos sistema de coleta e escoamento de O&G, item (d) , I do Art. 2°.e atividades do II do Art.2º, dos campos do contrato de concessão do E&P. Nas disposições finais da minuta de resolução, promove-se as alterações na Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011, que aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. No Apêndice D, incluiu-se a defoncação de Duto.	Acatar parcialmente
Apêndice C	Sugerimos modificar o item C.3.3.1, complementando-o, a saber: "C.3.3.1 Realizar inspeção, ensaios não destrutivos e/ou testes nas soldas, com pessoal certificado, de acordo com normas técnicas."	Justificativa para a modificação do item C.3.3.1 acima: -Não ficou claro na frase que os Ensaios e Testes mencionados são Ensaios Não Destrutivos. -É requisito das normas técnicas nacionais e internacionais, o uso de mão de obra certificada para aplicação e a interpretação dos resultados dos Ensaios Não Destrutivos. A razão para isso é que essa é uma atividade de importância crítica para a segurança de sistemas submarinos como flow lines e risers. A falha na detecção de defeitos, descontinuidades, trincas nas soldas ou a incorreta interpretação dos dados dos ensaios não destrutivos pode levar ao rompimento dos sistemas submarinos durante a sua instalação e operação, com a consequente contaminação do meio ambiente.	Antônio Luís de Oliveira Aulicino / ABENDI - Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção	O entendimento do item é que seja realizado as inspeção, os ensaios e/ou testes nas soldas conforme estabelece as normas aplicadas à soldagem. Entende-se que os ensaios não destrutivos estão abarcados no rol de inspeções para soldagem, uma vez exigido em norma de projeto de dutos.	Não Acatar

Apêndice C	Sugerimos complementar o item C.13.2, parte integrante do tópico C.13 de Controle de Qualidade, acrescentando um item "e", a saber: "e) A realização de inspeção, ensaios não destrutivos e/ou testes com pessoal certificado, de acordo com normas técnicas .	Justificativa para a complementação do item C.13.2 acima (acrescentando o item e): Ensaios Não Destrutivos são fundamentais ao processo de Controle de Qualidade afim de detectar defeitos construtivos, descontinuidades, trincas nas soldas. A utilização de mão de obra certificada para aplicação e a interpretação dos resultados dos Ensaios Não Destrutivos é consenso internacional e parte das normas técnicas nacionais e internacionais.	Antônio Luís de Oliveira Aulicino / ABENDI - Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção	A intenção do regulamento é não prescrever as tipologias de ensaios e inspeções, que já são exigidas em norma pertinente de dutos. Na questão de qualificação e certificação de pessoal, já se encontra abrangida no item (d) do C.13.2: *"d) a qualificação e certificação da Força de Trabalho pertinente, de acordo com normas aplicáveis e melhores práticas da indústria."*	Não Acatar
Apêndice C	Contribuição 1: C.2.7 Selecionar o material do sistema submarino considerando, no mínimo g) outros possíveis mecanismos e modos de falha que possam ocorrer durante o CICLO TOTAL DE VIDA do sistema submarino.	Justificativa 1: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O trecho do item "todas as fases do ciclo de vida" já fornece a idéia de completude do ciclo de vida, não sendo necessário alteração.	Não Acatar
Apêndice C	Contribuição 2: C.8.2 ... os processos corrosivos esperados e os possíveis modos de falha em CADA UMA DAS fases do CICLO TOTAL DE VIDA.	Justificativa 2: Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O trecho do item "todas as fases do ciclo de vida" já fornece a idéia de completude do ciclo de vida, não sendo necessário alteração.	Não Acatar

Apêndice C	Contribuição 3: C.12 Intervenção, Reparo, REVISÃO OU RECUPERAÇÃO	Justificativa 3: As atividades de “reparo” ,”revisão” e “recuperação” são serviços diferentes, em relação às intervenções e à integridade do equipamento que está sendo submetido a serviços de reparo, revisão ou recuperação. Por exemplo, de acordo com as Normas ABNT NBR IEC 60079-19 (Reparo, revisão e recuperação de equipamentos “Ex”) e ABNT NBR IEC 60050-426 (Vocabulário Eletrotécnico Internacional – Parte 426 – Atmosferas explosivas), tem-se as seguintes definições: REPARO: Ação para restaurar um equipamento defeituoso para a sua condição plena de serviço, atendendo à norma aplicável. O termo “norma aplicável” significa a norma na qual as partes individuais foram originalmente projetadas. REVISÃO: Conjunto de ações para recolocar um equipamento, quer esteja em utilização ou tenha ficado muito tempo estocado, porém sem estar defeituoso, à sua condição de	Roberval Bulgarelli	O objetivo deste item do regulamento é apresentar requisitos para qualquer intervenção (seja revisão, recuperação ou reparo) sendo obrigatório inspeções, ensaios e o rastreamento das intervenções, de forma que seja garantido que a condição atual não seja inferior ao nível de segurança de projeto estabelecido às normas aplicáveis.	Não Acatar

Apêndice C	Contribuição 4: C.12.2 Realizar inspeção, ensaios ou testes nos SERVIÇOS EXECUTADOS DE REPARO, REVISÃO OU RECUPERAÇÃO.	Justificativa 4: As atividades de “reparo” ,”revisão” e “recuperação” são serviços diferentes, em relação às intervenções e à integridade do equipamento que está sendo submetido a serviços de reparo, revisão ou recuperação. Por exemplo, de acordo com as Normas ABNT NBR IEC 60079-19 (Reparo, revisão e recuperação de equipamentos “Ex”) e ABNT NBR IEC 60050-426 (Vocabulário Eletrotécnico Internacional – Parte 426 – Atmosferas explosivas), tem-se as seguintes definições: REPARO: Ação para restaurar um equipamento defeituoso para a sua condição plena de serviço, atendendo à norma aplicável. O termo “norma aplicável” significa a norma na qual as partes individuais foram originalmente projetadas. REVISÃO: Conjunto de ações para recolocar um equipamento, quer esteja em utilização ou tenha ficado muito tempo estocado, porém sem estar defeituoso, à sua condição de	Roberval Bulgarelli	O objetivo deste item do regulamento é apresentar requisitos para qualquer intervenção (seja revisão, recuperação ou reparo) sendo obrigatório inspeções, ensaios e o rastreamento das intervenções, de forma que seja garantido que a condição atual não seja inferior ao nível de segurança de projeto estabelecido às normas aplicáveis.	Não Acatar

Apêndice C	Contribuição 5: C.12.3 Registrar todos os reparos, REVISÃO E RECUPERAÇÃO e as modificações realizadas contendo no mínimo:	Contribuição 5: As atividades de “reparo” ,”revisão” e “recuperação” são serviços diferentes, em relação às intervenções e à integridade do equipamento que está sendo submetido a serviços de reparo, revisão ou recuperação. Por exemplo, de acordo com as Normas ABNT NBR IEC 60079-19 (Reparo, revisão e recuperação de equipamentos “Ex”) e ABNT NBR IEC 60050-426 (Vocabulário Eletrotécnico Internacional – Parte 426 – Atmosferas explosivas), tem-se as seguintes definições: REPARO, REVISÃO e RECUPERAÇÃO.	Roberval Bulgarelli	O objetivo deste item do regulamento é apresentar requisitos para qualquer intervenção (seja revisão, recuperação ou reparo) sendo obrigatório inspeções, ensaios e o rastreamento das intervenções, de forma que seja garantido que a condição atual não seja inferior ao nível de segurança de projeto estabelecido às normas aplicáveis.	Não Acatar

Apêndice C	C.17.1 Estabelecer procedimento para gerenciar mudanças que possam afetar a Segurança Operacional, considerando, antes da implementação das modificações, no mínimo: a) definições das situações em que DEVE ser efetuada	Comentário sobre padronização de critério ortográfico GERAL, aplicável de forma ABRANGENTE ao longo de todo o texto: O tempo verbal a ser utilizado é o PRESENTE e não o FUTURO. Este “critério” ortográfico é utilizado em normas internacionais da IEC e da ISO, bem como nas normas técnicas nacionais da ABNT. A utilização dos verbos no PRESENTE contribui para uma maior assertividade, além de evitar qualquer interpretações subjetivas sobre “quando” os requisitos são aplicáveis. Neste sentido, adotando este critério ortográfico de forma padronizada ao longo do texto, devem ser utilizados, por exemplo, os verbos (no presente) É, TEM QUE, DEVE, DEVEM, SÃO, PODE, ASSUME, ao invés dos verbos (no futuro) SERÁ, DEVERÁ, DEVERÃO, SERÃO, PODERÃO, PODERÁ, ASSUMIRÁ.	Roberval Bulgarelli	Procedente a sugestão.	Acatar

Apêndice C	C.1.1 Registrar os Incidentes abrangendo todos os sistemas submarinos por ele gerenciados de forma a possibilitar, no mínimo: a)a visualização do histórico dos Incidentes em cada duto submarino, equipamento submarino ou umbilical, indicando seu código gerado por ocasião do cadastro no sistema DPP; b)a visualização do histórico dos Incidentes por Causa-Raiz, por data; c)a verificação do tratamento dado aos Incidentes de acordo com as fases, desde a abertura do evento até a sua conclusão; e d)a indicação da localização do relatório de investigação de Incidentes.	C.1.1 A alteração proposta visa tornar o requisito mais preciso, na medida que o texto "indicando sua localização" ficou muito abrangente, diferente do código ANP que é único por item dos sistemas submarinos. O texto "por um período de tempo" parece redundante com o trecho "por data", afinal se é possível visualizar um histórico por data, basta filtrar as datas de interesse.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No art. 6º da minuta de resolução, trata-se sobre o cadastro de informações, inclusive das instalações cadastradas no DPP. Desta forma, não se faz necessário especificar dentro do regulamento a forma que o operador deverá estabelecer o registro dos seus incidentes, ficando a critério do operador utlizar em seu sistema o mesmo código do DPP e facilitar o seu controle dos dados. Com relação ao "período de tempo" é importante constar no registro como por exemplo para se observar a tendência de falhas num período de tempo, histórico de incidentes em um determinado duto, etc. Isto diverge de indicar somente a data.	Acatar parcialmente
Apêndice C	C.2.1 Identificar a norma principal utilizada para o projeto do sistema submarino, definir e justificar as quebras de projeto nos pontos não cobertos pela norma principal, garantindo a compatibilidade entre as diferentes normas."	C.2.1 sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar
Apêndice C	C.2.4 Avaliar todas as tensões e cargas provenientes da fabricação, lançamento e operação, de acordo com as normas de projeto definidas.	C.2.4 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar

Apêndice C	C.2.5 Selecionar a rota do duto submarino de forma a maximizar a Segurança Operacional, considerando as áreas ambientalmente sensíveis, as características e irregularidades do assoalho marinho, as condições meteoceanográficas, outras restrições definidas por órgão ambiental competente e pela autoridade marítima, as instalações e estruturas existentes, os pontos de saída, intermediários e de chegada do duto, as atividades de Terceiros, os requisitos de instalação lançamento, operação e manutenção, as normas e regulamentações.	C.2.5 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar
Apêndice C	C.2.5.1 Realizar estudos geotécnicos, geofísicos e geológicos, com identificação das feições geológicas do fundo e subfundo marinho, para fornecer dados para o projeto e lançamento.	C.2.5.1 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar
Apêndice C	C.2.7 c) as temperaturas e as pressões;	C.2.7 Ajuste de texto, visto que os sistemas submarinos são projetados considerando diferentes condições e cenários.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Ajuste de texto para deixar mais claro	Acatar
Apêndice C	C.2.13. b) desenho do arranjo submarino e diagrama unifilar; h) relatório dos dados meteoceanográficos, geotécnicos e geofísicos relacionados com a área geográfica do sistema submarino e considerando a rota dos dutos;	C.2.13 Ajuste de texto para descrever com mais exatidão o entregável "Desenho do arranjo (layout) submarino. Ajuste de texto para descrever com mais exatidão e ter alinhamento com o texto da minuta do Item C.2.3	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Alterado para deixar mais claro o texto.	Acatar parcialmente

Apêndice C	C.3 Fabricação, lançamento e comissionamento	C.3 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração. Sobre o termo lançamento, o processo de instalação, por vezes não se restringe somente ao lançamento, mas a toda fase de instalação, montagem, preparo e lançamento no fundo marinho.	Não Acatar
Apêndice C	C.3.1 Atender, na fabricação e lançamento, as exigências de códigos, normas, melhores práticas da indústria, condicionantes apresentadas na licença ambiental de referência e demais requisitos previstos no projeto.	C.3.1 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração. Sobre o termo lançamento, o processo de instalação, por vezes não se restringe somente ao lançamento, mas a toda fase de instalação, montagem, preparo e lançamento no fundo marinho.	Não Acatar
Apêndice C	C.3.7.1 Elaborar relatório do post-laid survey contendo, no mínimo: d) vãos livres detectados, sua localização, condições de apoio das extremidades e os respectivos comprimentos e alturas, quando aplicável; e) vãos livres corrigidos, sua localização, condições de apoio das extremidades e os respectivos comprimentos e alturas, quando aplicável;	C.3.7.1 Sugere-se incluir vírgula para melhor entendimento do texto nos itens d e e	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A sugestão de texto pode alterar entendimento.	Não Acatar

Apêndice C	C.3.10 Garantir que os documentos de fabricação e lançamento permitam rastreabilidade, identificação e verificação de dados, desde os materiais utilizados, seu local de aplicação e qualificação dos executantes, incluindo-se todas as revisões.	C.3.10 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração. Sobre o termo lançamento, o processo de instalação, por vezes não se restringe somente ao lançamento, mas a toda fase de instalação, montagem, preparo e lançamento no fundo marinho.	Não Acatar
Apêndice C	C.5.2 Adotar os requisitos de projeto, extensão de vida útil, caso aplicável, e Descomissionamento deste regulamento técnico para a reutilização.	C.5.2 A alteração visa adequar o texto do requisito ao fato de que nem sempre o item a ser reutilizado estará em extensão de vida útil.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A intenção do item proposto é a observação dos requisitos de projeto, extensão de vida útil ou desativação exigidos neste regulamento caso haja a reutilização do duto. Adotar as exigências de extensão de vida, somente quando o duto estiver nesta fase de vida. Caso contrário, desconsiderar.	Não Acatar
Apêndice C	C.8.2 Determinar os trechos e locais sensíveis do sistema submarino, a fim de estabelecer programas de inspeção, manutenção, monitoramento e controle da corrosão compatíveis com os riscos, a natureza e as propriedades do fluido, as condições externas, a temperatura, as pressões, as cargas e tensões aplicadas, os processos corrosivos esperados e os possíveis modos de Falha em todas as fases do ciclo de vida do sistema submarino.	C.8.2 A sugestão visa esclarecer que se trata do ciclo de vida do sistema submarino	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O trecho inicial do item C.8.2 já indica que é aplicado ao sistema submarino, não necessitando de alteração.	Não Acatar
Apêndice C	C.7.1 Excluir.	C.9.7.1 A exclusão do item C.9.7.1 visa eliminar o possível conflito de entendimento com o requisito do item 10.4.3, melhorando o entendimento do regulamento. Obs.: A continuidade do texto dessa justificativa será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. INSERIDO POR LUCIENE A PARTIR DO EMAIL DA PETROBRAS	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O item 10.4.3 do regulamento não se confundo com o C.7.1 do apêndice C. Este trata do especificamente do programa de desativação permanente do sistema, enquanto o daquele, exige o descomissionamento das linhas que estão fora de operação e não se pretende retornar, a fim de evitar acidentes.	Não Acatar

Apêndice C	Incluir o item C.11.5 Revisar periodicamente o programa de monitoramento e controle de corrosão interna ou sempre que necessário.	Obs.: A continuidade do texto dessa justificativa será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. INSERIDO POR LUCIENE A PARTIR DO EMAIL DA PETROBRAS C.11.5 Trata-se de reposicionamento do requisito na sequência de itens do apêndice, sem prejuízo ou alteração do requisito que estava no item C.14.6	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A sugestão é pertinente por o item C.11 do apêndice se tratar de monitoramento da corrosão. Remanejado o item do C.14.6 para C.11.5.	Acatar
Apêndice C	C.13.2 Excluir	C.13.2 O requisito é registrado com o mesmo texto no item 13.5.2 (PG-13), além de ser um requisito de qualidade aplicável a todo o escopo do regulamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Por sugestão do proponente decidiu-se acatar e unir o item C.13 a PG 13, item 13.5 Controle das atividades, por pertinência, e ser aplicável a todo escopo do regulamento.	Acatar
Apêndice C	C.14.6 Excluir.	C.14.6 O requisito diz respeito ao item C.11, sendo proposto o deslocamento para aquele item, como item adicional (ver item C.11.5).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A sugestão é pertinente por o item C.11 do apêndice se tratar de monitoramento da corrosão. Remanejado o item do C.14.6 para C.11.5.	Acatar
Apêndice C	C.15 Procedimentos para Retomada das Operações	C.15 A alteração proposta visa melhorar o alinhamento com o item 15.4 e com a definição D.47.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Sugere-se manter pois os procedimentos de Revisão de Segurança Pré-Partida, tratam tanto da partida quanto das retomadas das operações.	Não Acatar
Apêndice C	C.15.1 Estabelecer procedimento para a retomada das operações após período, a ser determinado pelo operador, em que o sistema submarino ou parte desse estiver fora de operação, contendo no mínimo: (...)	C.15.1 A alteração proposta visa melhorar o alinhamento com o item 15.4 e com a definição D.47	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Sugere-se manter pois os procedimentos de Revisão de Segurança Pré-Partida, tratam tanto da partida quanto das retomadas das operações.	Não Acatar

Apêndice C	C.1.1 C.1.1 Registrar os Incidentes abrangendo todos os sistemas submarinos por ele gerenciados de forma a possibilitar, no mínimo: a) a visualização do histórico dos Incidentes em cada duto submarino, equipamento submarino ou umbilical, indicando seu código gerado por ocasião do cadastro no sistema DPP; b) a visualização do histórico dos Incidentes por Causa-Raiz, por data; c) a verificação do tratamento dado aos Incidentes de acordo com as fases, desde a abertura do evento até a sua conclusão; e	C.1. C.1.1 A alteração proposta visa tornar o requisito mais preciso, na medida que o texto "indicando sua localização" ficou muito abrangente, diferente do código ANP que é único por item dos sistemas submarinos. O texto "por um período de tempo" parece redundante com o trecho "por data", afinal se é possível visualizar um histórico por data, basta filtrar as datas de interesse."	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No art. 6º da minuta de resolução, trata-se sobre o cadastro de informações, inclusive das instalações cadastradas no DPP. Desta forma, não se faz necessário especificar dentro do regulamento a forma que o operador deverá estabelecer o registro dos seus incidentes, ficando a critério do operador utlizar em seu sistema o mesmo código do DPP e facilitar o seu controle dos dados. Com relação ao "período de tempo" é importante constar no registro como por exemplo para se observar a tendência de falhas num período de tempo, histórico de incidentes em um determinado duto, etc. Isto diverge de indicar somente a data.	Acatar parcialmente
Apêndice C	C.2.1 C.2.1 Identificar a norma principal utilizada para o projeto do sistema submarino, definir e justificar as quebras de projeto nos pontos não cobertos pela norma principal, garantindo a compatibilidade entre as diferentes normas.	C.2 C.2.1; C.2.4; C.2.5; C.2.5.1 sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar

Apêndice C	C.2.4 C.2.4 Avaliar todas as tensões e cargas provenientes da fabricação, lançamento e operação, de acordo com as normas de projeto definidas.	C.2 C.2.1; C.2.4; C.2.5; C.2.5.1 sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar
Apêndice C	C.2.5 C.2.5 Selecionar a rota do duto submarino de forma a maximizar a Segurança Operacional, considerando as áreas ambientalmente sensíveis, as características e irregularidades do assoalho marinho, as condições meteoceanográficas, outras restrições definidas por órgão ambiental competente e pela autoridade marítima, as instalações e estruturas existentes, os pontos de saída, intermediários e de chegada do duto, as atividades de Terceiros, os requisitos de instalação lançamento, operação e manutenção, as normas e regulamentações.	C.2 C.2.1; C.2.4; C.2.5; C.2.5.1 sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar

Apêndice C	C.2.5.1 C.2.5.1 Realizar estudos geotécnicos, geofísicos e geológicos, com identificação das feições geológicas do fundo e subfundo marinho, para fornecer dados para o projeto e lançamento.	C.2 C.2.1; C.2.4; C.2.5; C.2.5.1 sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração.	Não Acatar
Apêndice C	C.2.7 C.2.7 c) as temperaturas e as pressões;	C.2.7 Ajuste de texto, visto que os sistemas submarinos são projetados considerando diferentes condições e cenários.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Ajuste de texto para deixar mais claro	Acatar
Apêndice C	C.2.13 C.2.13. b) desenho do arranjo submarino e diagrama unifilar; h) relatório dos dados meteoceanográficos, geotécnicos e geofísicos relacionados com a área geográfica do sistema submarino e considerando a rota dos dutos;"	C.2.13 Ajuste de texto para descrever com mais exatidão o entregável "Desenho do arranjo (layout) submarino. Ajuste de texto para descrever com mais exatidão e ter alinhamento com o texto da minuta do Item C.2.3"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Alterado para deixar mais claro o texto.	Acatar parcialmente
Apêndice C	C.3 C.3 Fabricação, lançamento e comissionamento	C.3 C.3; C.3.1; C.3.10 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração. Sobre o termo lançamento, o processo de instalação, por vezes não se restringe somente ao lançamento, mas a toda fase de instalação, montagem, preparo e lançamento no fundo marinho.	Não Acatar

Apêndice C	C.3.1 C.3.1 Atender, na fabricação e lançamento, as exigências de códigos, normas, melhores práticas da indústria, condicionantes apresentadas na licença ambiental de referência e demais requisitos previstos no projeto.	C.3 C.3; C.3.1; C.3.10 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração. Sobre o termo lançamento, o processo de instalação, por vezes não se restringe somente ao lançamento, mas a toda fase de instalação, montagem, preparo e lançamento no fundo marinho.	Não Acatar
Apêndice C	C.3.7.1 C.3.7.1 Elaborar relatório do post-laid survey contendo, no mínimo: d) vãos livres detectados, sua localização, condições de apoio das extremidades e os respectivos comprimentos e alturas, quando aplicável; e) vãos livres corrigidos, sua localização, condições de apoio das extremidades e os respectivos comprimentos e alturas, quando aplicável;	C.3.7.1 Sugere-se incluir vírgula para melhor entendimento do texto nos itens D e E	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A sugestão de texto pode alterar entendimento.	Não Acatar
Apêndice C	C.3.10 C.3.10 Garantir que os documentos de fabricação e lançamento permitam rastreabilidade, identificação e verificação de dados, desde os materiais utilizados, seu local de aplicação e qualificação dos executantes, incluindo-se todas as revisões.	C.3 C.3; C.3.1; C.3.10 Sugere-se usar o termo "Instalação", como definido, em alguns itens mais genéricos do Regulamento e Resolução. Em itens específicos associados ao Apêndice C utilizar nomenclatura diferenciada pra evitar dúvidas ao leitor. Exemplo: no Apêndice C substituir "Instalação" por "sistema submarino" em alguns casos e em outros casos substituir por "lançamento"	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	No apêndice D tem a definição de "instalação" item D.37, que abrange todos os ativos do Art.2º da minuta de resolução. No caso específico, o apêndice C tem como escopo os sistemas submarinos, não se vislumbrando melhorias na proposta de alteração. Sobre o termo lançamento, o processo de instalação, por vezes não se restringe somente ao lançamento, mas a toda fase de instalação, montagem, preparo e lançamento no fundo marinho.	Não Acatar

Apêndice C	C.5.2 C.5.2 Adotar os requisitos de projeto, extensão de vida útil, caso aplicável, e Descomissionamento deste regulamento técnico para a reutilização.	C.5 C.5.2 A alteração visa adequar o texto do requisito ao fato de que nem sempre o item a ser reutilizado estará em extensão de vida útil.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A intenção do item proposto é a observação dos requisitos de projeto, extensão de vida útil ou desativação exigidos neste regulamento caso haja a reutilização do duto. Adotar as exigências de extensão de vida, somente quando o duto estiver nesta fase de vida. Caso contrário, desconsiderar.	Não Acatar
Apêndice C	C.8.2 C.8.2 Determinar os trechos e locais sensíveis do sistema submarino, a fim de estabelecer programas de inspeção, manutenção, monitoramento e controle da corrosão compatíveis com os riscos, a natureza e as propriedades do fluido, as condições externas, a temperatura, as pressões, as cargas e tensões aplicadas, os processos corrosivos esperados e os possíveis modos de Falha em todas as fases do ciclo de vida do sistema submarino.	C.8 C.8.2 A sugestão visa esclarecer que se trata do ciclo de vida do sistema submarino	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O trecho inicial do item C.8.2 já indica que é aplicado ao sistema submarino, não necessitando de alteração.	Não Acatar
Apêndice C	C.9.7.1 C.9.7.1 Excluir.	C.9 C.9.7.1 A exclusão do item C.9.7.1 visa eliminar o possível conflito de entendimento com o requisito do item 10.4.3, melhorando o entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Não há conflito devido a existência dos itens 10.7.1 e 10.4.3 para a desativação de partes fora de operação e sem gerencimanto de integridade.	Não Acatar
Apêndice C	C.11.5 Incluir o item C.11.5 Revisar periodicamente o programa de monitoramento e controle de corrosão interna ou sempre que necessário.	C.11 C.11.5 Trata-se de reposicionamento do requisito na sequência de itens do apêndice, sem prejuízo ou alteração do requisito que estava no item C.14.6	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A sugestão é pertinente por o item C.11 do apêndice se tratar de monitoramento da corrosão. Remanejado o item do C.14.6 para C.11.5.	Acatar
Apêndice C	C.13.2 C.13.2 Excluir	C.13 C.13.2 O requisito é registrado com o mesmo texto no item 13.5.2 (PG-13), além de ser um requisito de qualidade aplicável a todo o escopo do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Por sugestão do proponente decidiu-se acatar e unir este item C.13 a PG 13, item 13.5 Controle das atividades, por pertinência, e ser aplicável a todo escopo do regulamento.	Acatar
Apêndice C	C.14.6 C.14.6 Excluir.	C.14 C.14.6 O requisito diz respeito ao item C.11, sendo proposto o deslocamento para aquele item, como item adicional (ver item C.11.5).	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A sugestão é pertinente por o item C.11 do apêndice se tratar de monitoramento da corrosão. Remanejado o item do C.14.6 para C.11.5.	Acatar

Apêndice C	C.15 C.15 Procedimentos para Retomada das Operações	C.15 C.15 A alteração proposta visa melhorar o alinhamento com o item 15.4 e com a definição D.47.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Sugere-se manter pois os procedimentos de Revisão de Segurança Pré-Partida, tratam tanto da partida quanto das retomadas das operações.	Não Acatar
Apêndice C	C.15.1 C.15.1 Estabelecer procedimento para a retomada das operações após período, a ser determinado pelo operador, em que o sistema submarino ou parte desse estiver fora de operação, contendo no mínimo: (...)	C.15.1 A alteração proposta visa melhorar o alinhamento com o item 15.4 e com a definição D.47	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Sugere-se manter pois os procedimentos de Revisão de Segurança Pré-Partida, tratam tanto da partida quanto das retomadas das operações.	Não Acatar
Apêndice D	D.2 Abandono Temporário Etapa que sucede o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras temporários no poço. Adicionalmente, são considerados abandonados temporariamente, poços produtores ou injetores já equipados (completados) que estejam aguardando o início da produção ou injeção e os poços já em operação que, por algum motivo, encontram-se fechados. D.2.a Abandono Temporário Monitorado Abandono Temporário cujos parâmetros indicados nas boas práticas da indústria são periodicamente monitorados e verificados. D.2.b Abandono Temporário Não Monitorado Abandono Temporário cujos parâmetros indicados nas melhores práticas da indústria não são periodicamente	D.2 Abandono Temporário Da forma atual há conflito entre o que é intervenção para o abandono temporário do poço e o que é o período abandono temporário. D.2aAbandono Temporário Monitorado Vincular com as boas práticas da indústria para definição de escopo D.2bAbandono Temporário Não Monitorado Vincular com as boas práticas da indústria para definição de escopo	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Optou-se por alterar parcialmente o texto a fim de melhorar a definição de CSB temporário conforme proposto na sugestão.	Acatar parcialmente
Apêndice D	D.12 Classificação da Complexidade do Poço Método de categorização de um poço quanto à complexidade de seu projeto em uma escala referente ao nível de risco associado exclusivamente à etapa de construção do poço, cujos critérios devem considerar: (i) as informações contidas na documentação de entrega de poço (well handover); (ii) a experiência sobre poços de correlação; e (iii) conhecimento da área a ser perfurada.	D.12 Classificação da Complexidade do Poço Maior clareza em realação a definição de "Classificação da Complexidade do Poço" não estar relacionada a etapa de produção do poço	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto original já especifica a "associado à etapa de cosntrução" na própria definição.	Não Acatar

Apêndice D	D.18 Contratada Empresa que realiza atividades relacionadas a este regulamento, incluindo consultores, empresas de serviço, que possuam obrigatoriamente uma relação contratual com o Operador.	D.18 Contratada Considerando o escopo dos itens da PG05, a PG envolve as atividades de aquisição de serviços (prestação de serviços). Materiais e tecnologias envolvem processo de aquisição de bens. Aquisição de bens e aquisição de serviços são processos de contratação bem distintos, inclusive em relação ao objeto contratual. Na aquisição de serviços, os Operadores podem especificar necessidades/características das atividades, tais como treinamento. Na aquisição de bens, os Operadores se limitam à especificação técnica de de materiais/equipamentos/tecnologia. Na análise do texto da PG-05 são relatados ""operações e serviços contratados"". Desta forma, sugerimos a adequação do texto conforme proposto.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A PG-05 (Contradadas) não se limita somente a prestadores de serviço. Ao longo do regulamento também se trata da qualidade e gestão de bens, insumos e materiais como na PG-13 (Integridade), PG-14 (Plano de Emergência) e Apêndice A (Integidade de Poços). Por ter a intenção de evitar a prescrição, sugere-se não definir os tipos de relação contratual num regulamento, e optar por manter o conceito abrangente, e adequar-se a depender das atividades executadas pelo operador do contrato.	Não Acatar
Apêndice D	D.19 Critério de Risco Expressa o nível de risco considerado tolerável para a atividade que se deseja avaliar o risco e indica a aceitação da necessidade de aplicação de esforços adicionais para redução de risco ou a impossibilidade de execução da atividade.	D.19 Critério de Risco Correção de provável falha de digitação.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Corrigido falha de digitação	Acatar
Apêndice D	D.24 Elementos Críticos de Segurança Operacional c) Procedimento Crítico de Segurança Operacional Um procedimento capaz de:	D.24 Elementos Críticos de Segurança Operacional Clareza e assertividade de texto, o termo critério é demasiadamente abrangente permitindo várias possíveis interpretações.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Em outros os regulamentos vigentes, exceto SGIP, onde não há definição para procedimento crítico, consta a palavra "critério" por poder ser uma norma, padrão, parâmetro ou base.	Não Acatar

Apêndice D	D.25 Envelope de Segurança Limites e condições de operação definidos no projeto ou codigo de serviço (ex.API) de acordo com a norma adotada, que não devem ser ultrapassados e que garantem a integridade e a Segurança Operacional do sistema ou equipamento.	D.25 Envelope de Segurança O codigo de projeto é mais restritivo, quando entra em operação o código de serviço considera outros criterios entrando na realidade operacional (PG13)	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O objetivo é que o envelope de segurança seja definido no projeto, de acordo com a norma de projeto estabelecida à época. Os limites e restrições são as estabelecidas em norma ou código de projeto a fim de garantir a integridade e segurança da operação.	Não Acatar
Apêndice D	D.45 Poço Surgente Poços com pressão de reservatório suficiente para elevar os fluidos da formação e sustentar o fluxo contínuo até a superfície (para poços terrestres e marítimos de completação seca) ou até o assoalho marinho (para poços marítimos de completação submarina).	D.45 Poço Surgente Ajustar conceito para que escapes transitórios/em regime transiente não sejam entendidos como surgência de poço.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A definição foi migrada do SGIP. A alteração pode mudar o entendimento do item.	Não Acatar
Apêndice D	D.52 - Verificação de Elementos do CSB Comprovação de cada elemento do CSB por meio de avaliação pós-instalação ou de observações registradas durante sua instalação. Os processos de Verificação se dividem em duas categorias: a) Teste Elemento do CSB: verificado através de ensaio de pressão no sentido do fluxo, considerando pressão diferencial igual ou maior do que a máxima prevista. b) Confirmação Elemento de CSB: verificado através da avaliação dos dados recolhidos durante e/ou após a sua instalação. Para os elementos de barreira instalados antes da publicação desta Resolução, atualmente classificados como "elementos de CSB" a partir dos conceitos atuais utilizados na indústria, os processos de verificação utilizados à época se mantém válidos e serão considerados como aceitos desde que não existam evidências em histórico posterior à instalação que indiquem condição de integridade contrária.	D.52 Verificação de Elementos do CSB Os conceitos de verificação e confirmação não existiam à época da instalação e registro do estado de funcionalidade de equipamentos considerados barreiras de poço. O próprio conceito de "teste", presente nos históricos de várias intervenções, não correspondem ao que a industria atual categoriza como "teste". Entende-se que caso o histórico de registros das atividades realizadas nos poços constate ausência de anormalidades, o elemento deva ser considerado íntegro até que evidência contrária ocorra.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O regulamento do SGIP, publicado em 2016, já incluiu o termo “verificação”, especificamente, para os elementos do Conjunto Solidário de Barreiras (CSB). A verificação é uma atividade para testar e confirmar, com base nos Padrões de Desempenho estabelecidos na fase de projeto, se os elementos críticos estão desempenhando sua função requerida quando demandada. A verificação deverá ser periódica e executada por profissional com conhecimentos e habilidades necessários para a função. Visto que esta responsabilidade é dos operadores (vide Resolução ANP nº 43/2007) e que não está sendo bem executada, conforme Nota Técnica nº 4/2022/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ, dessa maneira, sugere-se manter o item na nova minuta.	Não Acatar

Apêndice D	ATIVIDADES ESPECIAIS Atividades com perigos não associados à operação normal de sistemas e equipamentos. Para efeito da PG17, são consideradas atividades especiais: a) Parada, preparação e abertura de sistemas e equipamentos para inspeção, manutenção ou reparo; b) trabalhos em sistemas e equipamentos com possível exposição a substâncias nocivas ou perigosas. c) Trabalhos a quente; d) Trabalhos em altura ou sobre o mar; e) Trabalhos em espaços confinados; f) Trabalhos que envolvem operações de mergulho; g) Trabalhos com emprego de fontes da radiação ionizante; h) Trabalhos com movimentação de carga associada à montagem ou desmontagem de sistemas e equipamentos operacionais. i) Operações com embarcações especiais de apoio (offloading, interligação, mergulho, ancoragem e inspeção submarina) e suas simultaneidades.	ATIVIDADES ESPECIAIS Delimitar melhor o escopo da Prática de Gestão 17. A operação normal de sistemas e equipamentos é coberta pela PG-15."	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A intenção do regulamento é não ser prescritivo. Delimitar atividades pode limitar outras que por ventura estejam abarcadas no sistema de gestão da empresa.	Não Acatar

Apêndice D	OPERADOR DE CONTRATO DE E&P, CESSIONÁRIO E OPERADOR DE INSTALAÇÃO Os 3 termos aparecem com frequência ao longo do regulamento com sobreposição de responsabilidades. Importante definir quem são estes papéis e ajustar no regulamento onde aparece sobreposição de atribuições.	OPERADOR DE CONTRATO DE E&P, CESSIONÁRIO E OPERADOR DE INSTALAÇÃO Incluir definição de Operadores de Instalações em separado da definição de Contratadas. Apesar de ter o Operador Contratado da Instalação, ao longo do regulamento é utilizado o termo "Contratada" de forma genérica para diversos requisitos. Porém em alguns casos o requisito está se referindo à Operadora Contratada e em outros às Empresas Prestadoras de Serviço. Atribuições são bem distintas entre estes dois atores. Entendimento de que é melhor separar as definições e adequar ao longo do regulamento quando é requisito/responsabilidade para a Contratada (Prestadora de serviço) e quando é requisito/responsabilidade para a Operadora Contratada.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Promoveu-se a substituição de "detentor de direitos de E&P" por "operador de contrato de E&P onde era pertinente. Os demais manteve-se já que existe definições. Operador da instalação: pessoa jurídica responsável pelo gerenciamento e execução de todas as operações e atividades de uma instalação (RTSGSO, item 2.12); Operador de contrato: pessoa jurídica detentora dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural. O termo Cessionária, mencionado apenas na minuta de resolução, foi mantido, já que possui definição própria, distinta de operador de contrato de E&P e de operador da instalação. Conforme art. 2º, inciso III da Resolução ANP nº 785/2019, Cessionária é a "pessoa jurídica que pretende adquirir participação no contrato de E&P, no todo ou em parte, ou receber a responsabilidade pela operação do contrato". Ou seja, trata-se de uma nomenclatura temporária, utilizada durante o processo de cessão de contratos de E&P. O uso da nomenclatura é necessário na resolução, pois há aspectos específicos desta fase que implicam em desdobramentos na segurança das operações.	Acatar parcialmente
Apêndice D	DUTO Designação genérica de instalação constituída por tubos ligados entre si, incluindo os Componentes e Complementos, destinada ao transporte ou transferência de fluidos, entre as fronteiras de Unidades Operacionais geograficamente distintas.	DUTO Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução.	Acatar parcialmente
Apêndice D	DUTO TERRESTRE Duto aéreo ou enterrado, cuja Faixa encontra-se fora da influência da maré alta.	DUTO TERRESTRE Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução. Entende-se que o tipo de ambiente, terrestre ou submarino, já é claro pelo próprio conceito e requisitos abordados nos apêndices, não havendo a necessidade de especificar.	Não Acatar

Apêndice D	GASODUTOS Dutos Terrestres de Transporte, Transferência e de escoamento da produção que movimentam gás natural, conforme definições da Lei n.º 11.909/09, e Dutos que movimentam hidrocarbonetos gasosos ou misturas gasosas que contenham hidrocarbonetos.	GASODUTOS Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A Lei Nº 14.134, DE 8 DE ABRIL DE 2021 traz definições dos gasodutos de escoamento, transferencia e transporte. Não havendo a necessidade de inclusão neste instrumento. Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução.	Não Acatar
Apêndice D	OLEODUTOS Dutos Terrestres de Transporte ou Transferência que movimentam: a) Petróleo, líquidos de gás natural, condensado, derivados líquidos de petróleo e gás liquefeito de petróleo; b) Todos os produtos líquidos cujas operações de movimentação sejam reguladas pela ANP, exceto gases liquefeitos por baixa temperatura. Os Dutos que movimentam hidrocarbonetos líquidos e outros combustíveis tais como, biodiesel, mistura óleo diesel /biodiesel ou etanol, de forma seqüencial (polidutos), são considerados Oleodutos.	OLEODUTOS Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução. Entende-se que a prescrição conforme produto não há a necessidade de especificar.	Não Acatar
Apêndice D	TERCEIROS Terceiros	TERCEIROS Avaliar. Também é utilizado o termo contratadas. Adequar as definições. Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Incluiu-se a definição de "Terceiros", baseando-se no conceito, com alterações, já posto do RTDT: *"Qualquer pessoa jurídica que não seja o Transportador ou empresa contratada pelo Transportador e qualquer pessoa física, que não seja funcionário do Transportador ou das suas empresas contratadas."*	Acatar
Apêndice D	SENTIDO DE FLUXO Sentido (ascendente ou descendente) do fluxo que seria observado em caso de falha do elemento de CSB em questão.	SENTIDO DE FLUXO Esclarecer que o sentido de fluxo que deve ser considerado no conceito de teste pode vir a ser descendente ou ascendente, a depender das condições do poço e intervalos com potencial de fluxo.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O termo é somente usado no Teste de Elemento do CSB, quando na verificação dos Elementos de CSB por meio de avaliação pós-instalação ou de observações na sua instalação. Definir o sentido de fluxo é prescrever o teste, que pode depender de cada caso e condições de poço.	Não Acatar
Apêndice D	INTEGRIDADE DA INSTALAÇÃO Integridade da instalação:	INTEGRIDADE DA INSTALAÇÃO Necessário definir o termo para poço, uma vez que o item 10.7.1 prescreve a seja garantida a integridade da instalação.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A integridade do poço é estabelecida por o conjunto de requisitos descritos no apêndice A do regulamento, não havendo a necessidade de definição.	Não Acatar

Apêndice D	PROJETO DE POÇO Documento que consolida e integra os projetos e estudos especializados, simulações, pareceres, análise de riscos, programa (detalhamento das atividades), etc. que compõem o projeto.	PROJETO DE POÇO Necessário definir o termo, uma vez que o item A.6.6.1 sugere que projeto de poço e programa de poço seriam documentos distintos. Definição proposta conforme Caderno de Diretrizes para Projeto e Construção de Poços Marítimos do IBP.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Refere-se a documentação do projeto e construção do poço o item A.6.6.1. Não se pretende definir pois cada empresa pode ter sua denominação.	Não Acatar
Apêndice D	PROGRAMA DE POÇO Consiste na descrição das atividades previstas na etapa de construção ou intervenção do poço, aderente ao Projeto, tendo como premissas o gerenciamento da integridade e a participação de uma equipe multidisciplinar.	PROGRAMA DE POÇO Necessário definir o termo, uma vez que o item A.6.6.1 sugere que projeto de poço e programa de poço seriam documentos distintos. Definição proposta conforme Caderno de Diretrizes para Projeto e Construção de Poços Marítimos do IBP.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Refere-se a documentação do projeto e construção do poço o item A.6.6.1. Não se pretende definir pois cada empresa pode ter sua denominação.	Não Acatar
Apêndice D	DESATIVAÇÃO Processo de interrupção temporária ou permanente da operação de equipamentos, sistemas ou instalação de produção.	DESATIVAÇÃO Definição necessária para entendimento do regulamento.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	Incluiu-se a definição de "desativação" para distinguir do "descomissionamento".	Acatar parcialmente
Apêndice D	D.12 Classificação da Complexidade do Poço Aplicável as etapas do ciclo de vida: Projeto, Construção e Abandono. Método de categorização de um poço quanto à complexidade de seu projeto em uma escala referente ao nível de risco associado à etapa de construção do poço, cujos critérios devem considerar: (i) as informações contidas na documentação de entrega de poço (well handover); (ii) a experiência sobre poços de correlação; e (iii) conhecimento da área a ser perfurada	D.12 O grupo considera que este conceito aplica-se apenas ao ciclo de vida "Construção".	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O texto original já especifica a "associado à etapa de construção" na própria definição.	Não Acatar

Apêndice D	D.13 Classificação da Integridade do Poço Aplicável ao ciclo de vida: Operação. Método de categorização de poço quanto à sua integridade em uma escala referente à condição atualizada da integridade de seus elementos, cujos critérios devem considerar: (i) a condição dos Elementos Críticos de Segurança Operacional; (ii) os resultados da Verificação de Elementos do CSB; (iii) Incidentes observados.	D.13 Para a etapa de produção, não faz sentido considerar a parcela (i) a Classificação da Complexidade do Poço, dentro da Classificação de Integridade do Poço.	Carolina Mendes Coimbra / IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	A integridade do poço perpassa por todo ciclo de vida do poço. Assim a Classificação da Integridade do Poço é aplicável a todas as etapas do ciclo de vida.	Não Acatar

Apêndice D	Substituir por: Sugestão 01 - Avaliação da Conformidade - procedimento utilizado, direta ou indiretamente, para determinar que as prescrições pertinentes a regulamentos técnicos ou normas estejam sendo cumpridas. (definição clássica da Organização Mundial do Comércio – OMC); ou Sugestão 02 - Avaliação da Conformidade - processo sistematizado, devidamente acompanhado e avaliado, de forma a propiciar adequado grau de confiança de que um produto, processo, serviço, ou, ainda, um profissional, atende a requisitos preestabelecidos por normas ou regulamentos, com o menor custo possível para a sociedade. (definição do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO)	A garantia da integridade, da funcionalidade e da aderência às especificações de projeto dos Elementos Críticos de Segurança Operacional durante todo o ciclo de vida é função do atendimento a requisitos preestabelecidos por normas ou regulamentos. A avaliação de conformidade pode propiciar adequado grau de confiança de que um produto, processo, serviço, ou, ainda, um profissional, atende a estes requisitos. Considerar documentos: 1. Avaliação de Conformidade de Componentes de Sistemas de Segurança de Máquina no Brasil 2. Nota Técnica com a motivação para publicação do Manual de Aplicação da NR-12 3. Manual de Aplicação da NR-12 - Partes de sistemas de comando de máquinas relacionadas à segurança - Dezembro/2022 4. NR 12 - Segurança no Trabalho em Máquinas e Equipamentos https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/ctpp/normas	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A proposta vai ao encontro da intenção da ANP definida como "padrão de desempenho". Porém, optou-se pela terminologia "padrão de desempenho" (do inglês performance standards) pois ela é amplamente conhecida e presente em normativos internacionais voltados especificamente para o setor de óleo e gás. Como exemplo, cita-se: Barriers Memorandum, do Petroleum Safety Authority (PSA); The Offshore SECE Management and Verification Inspection Guide, da Healty and Safety Executive (HSE); Guidance Note on Control measures and performance standards, da National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA); e Z-013 - Risk and emergency preparedness analysis, da Norsok.	Não Acatar

Apêndice D	Alterar por Critérios de Aceitabilidade dos Riscos - diretrizes para o julgamento dos resultados quantitativos obtidos a partir das avaliações quantitativas de riscos. Os níveis indicados nos critérios não devem ser vistos como valores fixos, mas devem servir apenas para o balizamento do julgamento da aceitabilidade dos riscos impostos por uma determinada atividade regulamentada.	Os critérios aqui estabelecidos para a aceitabilidade dos riscos baseiam-se na mesma filosofia que vem sendo empregada internacionalmente e estabelece dois níveis de risco: - um nível alto, acima do qual os riscos são considerados “intoleráveis” (denominado limite de aceitabilidade), e - um nível baixo, abaixo do qual os riscos são considerados “ perfeitamente toleráveis” (denominado limite de aceitabilidade trivial). Entre os dois limites indicados acima, os resultados são julgados caso a caso, considerando-se o enfoque ALARP (As Low As Reasonably Practicable), que significa que, em princípio, os riscos devem ser reduzidos, mas as medidas de redução devem ser implementadas somente se os seus custos não forem excessivamente altos ou se as medidas forem consideradas tecnicamente viáveis, quando comparados aos benefícios em termos de segurança da população (redução do risco), resultantes das respectivas implementações. Do ponto de vista prático, a adoção	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A PG 12 incluiu o conceito de Critério de Risco, que será utilizado também na PG 16, cujo objetivo é expressar o nível de risco considerado tolerável para determinada atividade e, consequentemente, o nível de risco considerado intolerável, a partir do qual não se admitirá a execução da atividade.critério de risco. É uma novidade da prática de gestão de identificação de perigos e análise de riscos, para deixar claro que o responsável por estabelecer os níveis de risco considerados tolerável e intolerável, qualitativamente ou quantitativamente, é o operador. Tais conceitos, por vezes, Propõe-se evitar o termo ALARP (as low as reasonably practicable) do mesmo modo que o órgão regulador norueguês PSA (Petroleum Safety Authority), que esta expressão não seja utilizada na revisão do arcabouço, devido às várias interpretações que se pode dar [43]. Internacionalmente há exemplos de mau uso como uma técnica para demonstração ALARP, inclusive caso que culminou em acidente catastrófico como referenciada [53] na NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ	Não Acatar

Apêndice D	D.43 Qualificação Demonstração de escolaridade, treinamento e experiência profissional necessários para o desempenho apropriado das tarefas.	O Regulamento Técnico do SGSO é bastante abrangente atingindo empresas pequenas, médias e grandes, nacionais e multinacionais, que podem seguir definições variadas sobre o que é uma Qualificação, Certificação e os Ensaios Não Destrutivos (por exemplo: Certificação é muitas vezes confundida com o atestado dado na conclusão de um treinamento ou curso). Para estabelecer um padrão propomos acrescentar ao Regulamento Técnico as definições de Qualificação e Certificação de Pessoas utilizados na norma ABNT NBR NM/ISO 9712 - Ensaios Não Destrutivos - Qualificação e Certificação de Pessoal em END. Já para os Ensaios Não Destrutivos propomos a adoção da tradução (e resumo) da definição apresentada pelo ICNDT, The International Committee for Non-Destructive Testing, a organização global dos Ensaios Não Destrutivos.	Antônio Luís de Oliveira Aulicino / ABENDI - Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção	Os termos sugeridos pelo proponente são da norma ABNT NBR NM/ISO 9712 - Ensaios Não Destrutivos - Qualificação e Certificação de Pessoal em END. Necessario uma avaliação de sua aplicabilidade no regulamento, uma vez que a intenção é não prescrever.	Não Acatar

Apêndice D	D.44 Certificação de pessoas Emissão de documento formal por um organismo de certificação, atestando que uma pessoa demonstrou as competências para o desempenho de uma determinada atividade, função ou ocupação, atendendo a requisitos estabelecidos em norma.	O Regulamento Técnico do SGSO é bastante abrangente atingindo empresas pequenas, médias e grandes, nacionais e multinacionais, que podem seguir definições variadas sobre o que é uma Qualificação, Certificação e os Ensaios Não Destrutivos (por exemplo: Certificação é muitas vezes confundida com o atestado dado na conclusão de um treinamento ou curso). Para estabelecer um padrão propomos acrescentar ao Regulamento Técnico as definições de Qualificação e Certificação de Pessoas utilizados na norma ABNT NBR NM/ISO 9712 - Ensaios Não Destrutivos - Qualificação e Certificação de Pessoal em END. Já para os Ensaios Não Destrutivos propomos a adoção da tradução (e resumo) da definição apresentada pelo ICNDT, The International Committee for Non-Destructive Testing, a organização global dos Ensaios Não Destrutivos.	Antônio Luís de Oliveira Aulicino / ABENDI - Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção	Os termos sugeridos pelo proponente são da norma ABNT NBR NM/ISO 9712 - Ensaios Não Destrutivos - Qualificação e Certificação de Pessoal em END. Necessario uma avaliação de sua aplicabilidade no regulamento, uma vez que a intenção é não prescrever.	Não Acatar

Apêndice D	D.45 Ensaios Não Destrutivos É o ramo da engenharia relacionado com todos os métodos de detecção e avaliação de falhas em materiais. A característica essencial dos Ensaios Não Destrutivos (ENDs) é que o próprio processo de teste não produz efeitos deletérios no material ou estrutura sob condições de teste. Podem ser executados nas etapas de fabricação, construção, montagem e manutenção.	O Regulamento Técnico do SGSO é bastante abrangente atingindo empresas pequenas, médias e grandes, nacionais e multinacionais, que podem seguir definições variadas sobre o que é uma Qualificação, Certificação e os Ensaios Não Destrutivos (por exemplo: Certificação é muitas vezes confundida com o atestado dado na conclusão de um treinamento ou curso). Para estabelecer um padrão propomos acrescentar ao Regulamento Técnico as definições de Qualificação e Certificação de Pessoas utilizados na norma ABNT NBR NM/ISO 9712 - Ensaios Não Destrutivos - Qualificação e Certificação de Pessoal em END. Já para os Ensaios Não Destrutivos propomos a adoção da tradução (e resumo) da definição apresentada pelo ICNDT, The International Committee for Non-Destructive Testing, a organização global dos Ensaios Não Destrutivos.	Antônio Luís de Oliveira Aulicino / ABENDI - Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção	Os termos sugeridos pelo proponente são da norma ABNT NBR NM/ISO 9712 - Ensaios Não Destrutivos - Qualificação e Certificação de Pessoal em END. Necessario uma avaliação de sua aplicabilidade no regulamento, uma vez que a intenção é não prescrever.	Não Acatar
Apêndice D	D.48 Segurança Operacional A prevenção, mitigação e resposta a eventos que possam causar Acidentes que coloquem em risco a vida humana, o meio ambiente, ou patrimônio próprio e de terceiros, através da adoção de um sistema de gestão que assegure a integridade das Instalações durante o seu CICLO TOTAL DE VIDA.	Padronizar ao longo do texto o termo “CICLO TOTAL DE VIDA” (das instalações) ao invés dos termos “TODO O CICLO DE VIDA” ou “CICLO DE VIDA” como estão sendo utilizados	Roberval Bulgarelli	O termo "ciclo de vida" já é considerado abrangente. Primovou-se alterações ao longo do regulemento nas partes pertinentes.	Não Acatar

Apêndice D	D.2 Abandono Temporário Etapa que sucede o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras temporários no poço. Adicionalmente, são considerados abandonados temporariamente, poços produtores ou injetores já equipados (completados) que estejam aguardando o início da produção ou injeção e os poços já em operação que, por algum motivo, encontram-se fechados. Abandono Temporário cujos parâmetros indicados nas boas práticas da indústria são periodicamente monitorados e verificados. Abandono Temporário cujos parâmetros indicados nas melhores práticas da indústria não são periodicamente monitorados e verificados.	D.2 Da forma atual há conflito entre o que é intervenção para o abandono temporário do poço e o que é o período abandono temporário. D2A Vincular com as boas práticas da indústria para definição de escopo D2B Vincular com as boas práticas da indústria para definição de escopo	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Optou-se por alterar parcialmente o texto a fim de melhorar a definição de CSB temporário conforme proposto na sugestão.	Acatar parcialmente
Apêndice D	D.10 Causa-Raiz Falha do sistema de gestão que possibilitou a ocorrência ou a existência dos fatores causais do incidente investigado.	D10 Da mesma forma que a definição de fator causal (D30) está seguindo a definição da Resolução ANP 882/2022, sugere-se o mesmo tratamento para a definição de causa raiz. O texto proposto é exatamente a definição de causa raiz na referida resolução.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Texto alterado a fim de coincidir com a definiçao da Resolução ANP 882/2022.	Acatar
Apêndice D	D.12 Classificação da Complexidade do Poço Método de categorização de um poço quanto à complexidade de seu projeto em uma escala referente ao nível de risco associado exclusivamente à etapa de construção do poço, cujos critérios devem considerar: (i) as informações contidas na documentação de entrega de poço (well handover); (ii) a experiência sobre poços de correlação; e (iii) conhecimento da área a ser perfurada.	D12 Maior clareza em relação a definição de "Classificação da Complexidade do Poço" não estar relacionada a etapa de produção do poço	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto original já especifica a "associado à etapa de cosntrução" na própria definição.	Não Acatar

Apêndice D	D.18 - Comentário 1: Empresa que realiza atividades relacionadas a este regulamento, incluindo consultores, empresas de serviço, que possuam obrigatoriamente uma relação contratual com o Operador. Comentário 2: Incluir definição de Operadores de Instalações em separado.	D18 Justificativa da exclusão de "fornecedores de materiais e tecnologia": Considerando o escopo dos itens da PG05, a PG envolve as atividades de aquisição de serviços (prestação de serviços). Materiais e tecnologias envolvem processo de aquisição de bens. Aquisição de bens e aquisição de serviços são processos de contratação bem distintos, inclusive em relação ao objeto contratual. Na aquisição de serviços, os Operadores podem especificar necessidades/características das atividades, tais como treinamento. Na aquisição de bens, os Operadores se limitam à especificação técnica de materiais/equipamentos/tecnologia. Na análise do texto da PG-05 são relatados "operações e serviços contratados". Desta forma, sugerimos a adequação do texto conforme proposto. Justificativa da separação da definição de Operadores da Instalação: Apesar de ter o Operador Contratado da Instalação, ao longo do regulamento é utilizado o termo "Contratada" de forma genérica para diversos requisitos. Porém, em alguns	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A PG-05 (Contradadas) não se limita somente a prestadores de serviço. Ao longo do regulamento também se trata da qualidade e gestão de bens, insumos e materiais como na PG-13 (Integridade), PG-14 (Plano de Emergência) e Apêndice A (Integidade de Poços). Por ter a intenção de evitar a prescrição, sugere-se não definir os tipos de relação contratual num regulamento, e optar por manter o conceito abrangente, e adequar-se a depender das atividades executadas pelo operador do contrato.	Não Acatar

Apêndice D	D.21 - Manter o item D.21 "Descomissionamento" e criar um novo item "Desativação: Processo de interrupção temporária ou permanente da operação de equipamentos, sistemas ou instalação de produção."	D21 O termo "Desativação" aparece algumas vezes no texto, porém não é definido no Apêndice D. Desativação e Descomissionamento devem ser diferenciados para não haver má interpretação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Foi acrescido a definição de desativação no regulamento, adicionando texto fim de distinguir da definição de descomissionamento.	Acatar
Apêndice D	D.24 - c) Procedimento Crítico de Segurança Operacional Um procedimento capaz de:	D24 excluir a palavra "critério" - Clareza e assertividade de texto, o termo critério é demasiadamente abrangente permitindo várias possíveis interpretações.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Em outros os regulamentos vigentes, exceto SGIP, onde não há definição para procedimento crítico, consta a palavra "critério" por poder ser uma norma, padrão, parâmetro ou base.	Não Acatar
Apêndice D	D.25 Envelope de Segurança Limites e condições de operação definidos no projeto ou código de serviço (ex.API) de acordo com a norma adotada, que não devem ser ultrapassados e que garantem a integridade e a Segurança Operacional do sistema ou equipamento.	D25 O código de projeto é mais restritivo, quando entra em operação o código de serviço considera outros critérios entrando na realidade operacional (PG13)	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O objetivo é que o envelope de segurança seja definido no projeto, de acordo com a norma de projeto estabelecida à época. Os limites e restrições são as estabelecidas em norma ou código de projeto a fim de garantir a integridade e segurança da operação.	Não Acatar
Apêndice D	D.29 Falha Perda da capacidade de um item realizar sua função específica.	D29 A sugestão de alteração visa alinhar a definição com o apresentado no item 2.4.1 da norma ABNT NBR-5462_1994.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O texto sugerido pelo proponente da norma já está incluído no texto original da minuta.	Não Acatar
Apêndice D	D.45 - Poços com pressão de reservatório suficiente para elevar os fluidos da formação e sustentar o fluxo contínuo até a superfície (para poços terrestres e marítimos de completação seca) ou até o assoalho marinho (para poços marítimos de completação submarina).	D45 Ajustar conceito para que escapes transitórios/em regime transiente não sejam entendidos como surgência de poço.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A definição foi migrada do SGIP. A alteração pode mudar o entendimento do item.	Não Acatar

Apêndice D	D.47 Revisão de Segurança Pré-Partida (Pre-Startup Safety Review) Verificação sistemática da segurança operacional de uma Instalação ou parte de uma Instalação nova, modificada ou cuja operação será retomada após período, a ser definido pelo operador, em que estiver fora de operação, para confirmar a adequação de aspectos de projeto, de procedimentos, de competências e de recomendações oriundas de análises de risco e do gerenciamento de mudanças. Não aplicável a sondas, barcos de intervenção e poços.	D47 A alteração proposta visa melhorar o entendimento do requisito e o alinhamento da sua aplicabilidade às particularidades das instalações, em especial dos sistemas submarinos. Sondas não possuem o evento de partida, como unidades de produção.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O período para pré-partida ou retomada é definida pelo operador independente de ser descrita no regulamento. Assim, não se vê a necessidade de inclusão deste texto proposto. Com relação a aplicabilidade do regulamento, está definido no Art. 2º da resolução.	Não Acatar
Apêndice D	D.52 Comprovação de cada elemento do CSB por meio de avaliação pós-instalação ou de observações registradas durante sua instalação. Os processos de Verificação se dividem em duas categorias: 2.18.1. Teste Elemento do CSB verificado através de ensaio de pressão no sentido do fluxo, considerando pressão diferencial igual ou maior do que a máxima prevista. 2.18.2. Confirmação Elemento de CSB verificado através da avaliação dos dados recolhidos durante e/ou após a sua instalação. Para os elementos de barreira instalados antes da publicação desta Resolução, atualmente classificados como "elementos de CSB" a partir dos conceitos atuais utilizados na indústria, os processos de verificação utilizados à época se mantém válidos e serão considerados como aceitos desde que não existam evidências em histórico posterior à instalação que indiquem condição de integridade contrária.	D52 Os conceitos de verificação e confirmação não existiam à época da instalação e registro do estado de funcionalidade de equipamentos considerados barreiras de poço. O próprio conceito de "teste", presente nos históricos de várias intervenções, não correspondem ao que a indústria atual categoriza como "teste". Entende-se que caso o histórico de registros das atividades realizadas nos poços constate ausência de anormalidades, o elemento deva ser considerado íntegro até que evidência contrária ocorra.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento do SGIP, publicado em 2016, já incluiu o termo “verificação”, especificamente, para os elementos do Conjunto Solidário de Barreiras (CSB). A verificação é uma atividade para testar e confirmar, com base nos Padrões de Desempenho estabelecidos na fase de projeto, se os elementos críticos estão desempenhand desempenharão sua função requerida quando demandada. A verificação deverá ser periódica e executada por profissional com conhecimentos e habilide necessários para a função. Visto que esta responsabilidade é dos operadores (vide Resolução ANP nº 43/2007) não está sendo bem executada, conforme Nota Técnica nº 4/2022/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ, dessa maneira, sugere-se manter o item na nova minuta.	Não Acatar

Apêndice D	Obs.: A continuidade do texto dessa contribuição será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. INSERIDO POR LUCIENE A PARTIR DO EMAIL DA PETROBRAS Inserir definição de "Atividades Especiais": Atividades com perigos não associados à operação normal de sistemas e equipamentos. Para efeito desta prática de gestão, são consideradas atividades especiais: a) Parada, preparação e abertura de sistemas e equipamentos para inspeção, manutenção ou reparo; b) trabalhos em sistemas e equipamentos com possível exposição a substâncias nocivas ou perigosas. c) Trabalhos a quente; d) Trabalhos em altura ou sobre o mar; e) Trabalhos em espaços confinados; f) Trabalhos que envolvem operações de mergulho; g) Trabalhos com emprego de fontes da radiação ionizante e explosivos; h) Trabalhos com movimentação de carga associada à montagem ou desmontagem de sistemas e equipamentos operacionais. i) trabalhos de jateamento e hidrojateamento; j) Operações com embarcações especiais de apoio.	INCLUIR NOVA: ATIVIDADES ESPECIAIS - Delimitar melhor o escopo da Prática de Gestão 17. A operação normal de sistemas e equipamentos é coberta pela PG-15.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A intenção do regulamento é dirimir as prescrições e abrir a possibilidade de as especificidades serem estabelecidas pelo Operador do contrato. Assim, se evita de se ter atividades não descritas no regulamento e terem a devido enquadramento como atividade especial.	Não Acatar
Apêndice D	Duto - Designação genérica de instalação constituída por tubos ligados entre si, incluindo os Componentes e Complementos, destinada ao transporte ou transferência de fluidos, entre as fronteiras de Unidades Operacionais geograficamente distintas.	INCLUIR NOVA: DUTO - Definição necessária para entendimento do regulamento. Obs.: A continuidade do texto dessa justificativa será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. INCLUÍDO POR LUCIENE A PARTIR DO EMAIL DA PETROBRAS	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução.	Acatar parcialmente

Apêndice D	Inserir definição Duto Terrestre - Duto aéreo ou enterrado, cuja Faixa encontra-se fora da influência da maré alta.	Obs.: A continuidade do texto dessa justificativa será enviado para o e-mail da regulação (regulacaossm@anp.gov.br) devido a limitação de caracteres no campo do FORMS. INCLUÍDO POR LUCIENE A PARTIR DO EMAIL DA PETROBRAS INCLUIR NOVA: DUTO TERRESTRE - Definição necessária para entendimento do regulamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução. Entende-se que o tipo de ambiente, terrestre ou submarino, já é claro pelo próprio conceito e requisitos abordados, não havendo a necessidade de especificar.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir definição Gasodutos - Dutos Terrestres de Transporte, Transferência e de escoamento da produção que movimentam gás natural, conforme definições da Lei n.º 11.909/09, e Dutos que movimentam hidrocarbonetos gasosos ou misturas gasosas que contenham hidrocarbonetos.	INCLUIR NOVA: GASODUTOS - Definição necessária para entendimento do regulamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A Lei Nº 14.134, DE 8 DE ABRIL DE 2021 traz definições dos gasodutos de escoamento, transferencia e transporte. Não havendo a necessidade de inclusão neste instrumento. Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir definição Oleodutos - Dutos Terrestres de Transporte ou Transferência que movimentam: a) Petróleo, líquidos de gás natural, condensado, derivados líquidos de petróleo e gás liquefeito de petróleo; b) Todos os produtos líquidos cujas operações de movimentação sejam reguladas pela ANP, exceto gases liquefeitos por baixa temperatura. Os Dutos que movimentam hidrocarbonetos líquidos e outros combustíveis tais como, biodiesel, mistura óleo diesel /biodiesel ou etanol, de forma seqüencial (polidutos), são considerados Oleodutos.	INCLUIR NOVA: OLEODUTOS - Definição necessária para entendimento do regulamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Foi incluído a definição de duto conforme proposto a fim esclarecer para fins da resolução. Entende-se que a prescrição conforme produto não há a necessidade de especificar.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir definição de Terceiros	INCLUIR NOVA: TERCEIROS - Avaliar. Também é utilizado o termo contratadas. Adequar as definições. Definição necessária para entendimento do regulamento.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Incluiu-se a definição de "Terceiros", baseando-se no conceito, com alterações, já posto do RTDT: *"Qualquer pessoa jurídica que não seja o Transportador ou empresa contratada pelo Transportador e* *qualquer pessoa física, que não seja funcionário do Transportador ou das suas empresas contratadas."*	Acatar

Apêndice D	Inserir Sentido de Fluxo: sentido (ascendente ou descendente) do fluxo que seria observado em caso de falha do elemento de CSB em questão.	INCLUIR NOVA: SENTIDO DE FLUXO - Esclarecer que o sentido de fluxo que deve ser considerado no conceito de teste pode vir a ser descendente ou ascendente, a depender das condições do poço e intervalos com potencial de fluxo.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O termo é somente usado no Teste de Elemento do CSB, quando na verificação dos Elementos de CSB por meio de avaliação pós-instalação ou de observações na sua instalação. Definir o sentido de fluxo é prescrever o teste, que pode depender de cada caso e condições de poço.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir Integridade da instalação.	INCLUIR NOVA: INTEGRIDADE DA INSTALAÇÃO - Necessário definir o termo para poço, uma vez que o item 10.7.1 prescreve a seja garantida a integridade da instalação.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	A integridade do poço é estabelecida por o conjunto de requisitos descritos no apêndice A do regulamento, não havendo a necessidade de definição.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir Projeto de poço: Documento que consolida e integra os projetos e estudos especializados, simulações, pareceres, análise de riscos, programa (detalhamento das atividades), etc. que compõem o projeto.	INCLUIR NOVA: PROJETO DE POÇO - Necessário definir o termo, uma vez que o item A.6.6.1 sugere que projeto de poço e programa de poço seriam documentos distintos. Definição proposta conforme Caderno de Diretrizes para Projeto e Construção de Poços Marítimos do IBP.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Refere-se a documentação do projeto e construção do poço o item A.6.6.1. Não se pretende definir pois cada empresa pode ter sua denominação.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir Programa de poço: consiste na descrição das atividades previstas na etapa de construção ou intervenção do poço, aderente ao Projeto, tendo como premissas o gerenciamento da integridade e a participação de uma equipe multidisciplinar.	INCLUIR NOVA: PROGRAMA DE POÇO - Necessário definir o termo, uma vez que o item A.6.6.1 sugere que projeto de poço e programa de poço seriam documentos distintos. Definição proposta conforme Caderno de Diretrizes para Projeto e Construção de Poços Marítimos do IBP.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Refere-se a documentação do projeto e construção do poço o item A.6.6.1. Não se pretende definir pois cada empresa pode ter sua denominação.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir definição de grandes emergências. Importante inclusão desta definição para delimitação dos requisitos da PG14	INCLUIR NOVA: GRANDES EMERGÊNCIAS - Importante inclusão desta definição para delimitação dos requisitos da PG14	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Os cenários associados a grandes emergências serão estabelecidos na Análise de Riscos do Operador para cada instalação e atividade, conforme item 12.3 (12.3.1 (c)) da PG-12. Desta forma, não se faz necessário definição.	Não Acatar

Apêndice D	Necessário incluir definições de sistema degradado e operação degradada. Termos aparecem no texto e podem dar margem à interpretação.	INCLUIR NOVA: SISTEMA DEGRADADO e OPERAÇÃO DEGRADADA - Clareza no requisito	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O operador do contrato deve considerar o estabelecido do requisito da PG-11 item 11.5, subitem 11.5.1.1 *Considerar como condição de degradação o não atendimento aos requisitos do Padrão de Desempenho, à periodicidade de verificação, ou aos critérios de projeto.* No mais, a condição degradada, é aquela com sua função de segurança comprometida, devido à falha de projeto, falha mecânica parcial, ausência de testes de performance, falha parcial em teste de performance, e que não apresenta medidas temporárias e contingenciais, formalmente estabelecidas e implementas, capazes de reduzir a níveis aceitáveis os riscos decorrentes de sua degradação. Incluído a definição de "Degradação" no apêndice D conforme vide NOTA TÉCNICA Nº 4/2022/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ no site da ANP.	Acatar parcialmente
Apêndice D	Inserir Ciclo de Vida: período que compreende as fases desde a sanção do projeto até o descomissionamento, independente da interrupção, programada ou não, das atividades.	INCLUIR NOVA: CICLO DE VIDA - Sugere-se incluir a definição de Ciclo de Vida, complementando o registrado na Figura 12 – Fundamentos da prática de gestão nº 10 e esclarecendo o escopo de cada etapa ali indicada.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Ciclo de vida compreende desde a concepção do projeto até o descomissionamento do empreendimento. A própria prática de gestão 10 já deixa claro o ciclo de vida da instalação, assim como resumido pela figura 12.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir: Locais sensíveis do sistema submarino: Áreas ambientalmente sensíveis, locais com intensa navegação ou outras áreas com maior vulnerabilidade de serem potencialmente impactadas por cenários acidentais;	INCLUIR NOVA: LOCAIS SENSÍVEIS DO SISTEMA SUBMARINO - Sugere-se incluir a definição para Locais Sensíveis do Sistema Submarino, compatibilizando a recomendação do item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ, com a definição original do regulamento SGSS.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento cita em seu texto os termos locais e pontos sensíveis, como colocado no item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ. Desta forma, optou-se por não definir, uma vez que, pelo próprio contexto dos requisitos onde os termos são citados é possível o concessionário entender e estabelecer em seu sistema de gestão os locais mais sensíveis ao longo da faixa, do leito marinho, das sobreposições de área e do duto, seja por aspectos ambientais ou de segurança das pessoas ou ainda de integridade da instalação.	Não Acatar

Apêndice D	Inserir: Trecho sensíveis do sistema submarino: Trecho do duto situado em Locais sensíveis.	INCLUIR NOVA: TRECHOS SENSÍVEIS DO SISTEMA SUBMARINO - Sugere-se incluir a definição para Trechos Sensíveis do Sistema Submarino, compatibilizando a recomendação do item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ, com a definição original do regulamento SGSS.	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O regulamento cita em seu texto os termos locais e pontos sensíveis, como colocado no item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ. Desta forma, a intenção é manter aberto, uma vez que, pelo próprio contexto dos requisitos onde os termos são citados é possível o concessionário entender e estabelecer em seu sistema de gestão os locais mais sensíveis ao longo da faixa, do leito marinho, das sobreposições de área e do duto, seja por aspectos ambientais ou de segurança das pessoas ou ainda de integridade da instalação.	Não Acatar
Apêndice D	Inserir a definição de Causas Externas conforme citado no item 12.3.2.j).	INCLUIR NOVA: CAUSAS EXTERNAS - Pedido de incluir a definição de Causas Externas conforme citado no item 12.3.2.j).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	Causas externas são aquelas que podem trazer consequências independente das atividades realizadas pelo operador. Podemos citar, eventos geológicos (deslizamentos, rastejamentos, abatimentos, recalques), depósitos de entulho, lixo ou outros materiais na faixa de dutos, eventos climáticos, etc. O item explica	Não Acatar
Apêndice D	Riscos Digitais e Tecnológicos: Inserir termo que aparece no Novo SGSO e não continha em nenhum dos 5 regulamentos conforme citado no item 12.3.2.l).	INCLUIR NOVA: RISCOS DIGITAIS E TECNOLÓGICOS - Pedido de incluir termo que aparece no Novo SGSO e não continha em nenhum dos 5 regulamentos conforme citado no item 12.3.2.l).	Francisco Antonio da Rocha Agura / PETROBRAS	O risco digital e tecnológico refere-se à exposição a ameaças cibernéticas, como malware, ataques de phishing, roubo de dados e violações de privacidade, e pode resultar em perdas financeiras, danos à reputação e interrupções nos negócios. Entende-se que o termo é bem conhecido internacionalmente, e assim como aos demais riscos, não é necessário definir nos termos deste regulamento, podendo limitar o entendimento e atualizações.	Não Acatar

Apêndice D	Incluir os itens: categorias (B, 1, 2, 3 e 4) segundo a norma ABNT NBR 14153 - Segurança de máquinas Categoria: Classificação das partes de um sistema de comando relacionadas à segurança, com respeito à sua resistência a defeitos e seu subsequente comportamento na condição de defeito, que é alcançada pela combinação e interligação das partes e/ou por sua confiabilidade. O desempenho com relação à ocorrência de defeitos, de uma parte de um sistema de comando, relacionado à segurança, é dividido em cinco categorias (B, 1, 2, 3 e 4) segundo a norma ABNT NBR 14153 - Segurança de máquinas - Partes de sistemas de comando relacionadas à segurança - Princípios gerais para projeto, equivalente à norma EN 954-1 - Safety of machinery - Safety related parts of control systems, que leva em conta princípios qualitativos para sua seleção. Categoria B: Principalmente caracterizada pela seleção de componentes. A ocorrência de um defeito pode levar à perda da função de segurança. Categoria 1: A ocorrência de um defeito pode levar à perda da função de segurança, porém a probabilidade de ocorrência é menor que para a categoria B. Categoria 2: A função de segurança é verificada em intervalos pelo sistema: a) a ocorrência de um defeito pode levar a perda da função de segurança entre as verificações; e b) a perda da função de segurança é detectada pela	Harmonização com Normas Regulamentadoras que tratam de sistemas de segurança de máquinas e equipamentos.	NEUMUNDO SANTOS ALVES	A intenção do regulamento é não prescrever mais ainda os requisitos. Além disso, se há requisitos de sistema de segurança em NR específica, entende-se que já é obrigatório, não necessitando ser referenciado em regulamento da ANP.	Não Acatar
Apêndice D	D.47 Revisão de Segurança Pré-Partida (Pre-Startup Safety Review) Verificação sistemática da segurança operacional de uma Instalação ou parte de uma Instalação nova, modificada ou cuja operação será retomada após período, a ser definido pelo operador, em que estiver fora de operação, para confirmar a adequação de aspectos de projeto, de procedimentos, de competências e de recomendações oriundas de análises de risco e do gerenciamento de mudanças. Não aplicável a sondas, barcos de intervenção e poços.	D.47 D.47 A alteração proposta visa melhorar o entendimento do requisito e o alinhamento da sua aplicabilidade às particularidades das instalações, em especial dos sistemas submarinos. Sondas não possuem o evento de partida, como unidades de produção.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O período para pré-partida ou retomada é definida pelo operador independente de ser descrita no regulamento. Assim, não se vê a necessidade de inclusão deste texto proposto. Com relação a aplicabilidade do regulamento, está definido no Art. 2º da resolução.	Não Acatar

Apêndice D	Inclusão de item novo Locais sensíveis do sistema submarino: Áreas ambientalmente sensíveis, locais com intensa navegação ou outras áreas com maior vulnerabilidade de serem potencialmente impactadas por cenários acidentais;	Inclusão de item novo INCLUIR NOVA: LOCAIS SENSÍVEIS DO SISTEMA SUBMARINO - Sugere-se incluir a definição para Locais Sensíveis do Sistema Submarino, compatibilizando a recomendação do item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ, com a definição original do regulamento SGSS.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O regulamento cita em seu texto os termos locais e pontos sensíveis, como colocado no item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ. Desta forma, optou-se por não definir, uma vez que, pelo próprio contexto dos requisitos onde os termos são citados é possível o concessionário entender e estabelecer em seu sistema de gestão os locais mais sensíveis ao longo da faixa, do leito marinho, das sobreposições de área e do duto, seja por aspectos ambientais ou de segurança das pessoas ou ainda de integridade da instalação.	Não Acatar
Apêndice D	Inclusão de item novo Trecho sensíveis do sistema submarino: Trecho do duto situado em Locais sensíveis.	INCLUIR NOVA: TRECHOS SENSÍVEIS DO SISTEMA SUBMARINO - Sugere-se incluir a definição para Trechos Sensíveis do Sistema Submarino, compatibilizando a recomendação do item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ, com a definição original do regulamento SGSS.	Carolina Mendes Coimbra / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	O regulamento cita em seu texto os termos locais e pontos sensíveis, como colocado no item 4.3.2.Integridade de dutos terrestres e sistemas submarinos, da NOTA TÉCNICA Nº 41/2022/SSM/ANP-RJ. Desta forma, optou-se por não definir, uma vez que, pelo próprio contexto dos requisitos onde os termos são citados é possível o concessionário entender e estabelecer em seu sistema de gestão os locais mais sensíveis ao longo da faixa, do leito marinho, das sobreposições de área e do duto, seja por aspectos ambientais ou de segurança das pessoas ou ainda de integridade da instalação.	Não Acatar

Apêndice D	Alterar o texto da definição D.18 para "Empresa que realiza atividades relacionadas a este regulamento, incluindo empresas de serviço e fornecedores de materiais e tecnologia.".	- definição D.18 - As práticas de gestão 5, 7, 12, 14 e 15 identificam vários requisitos aplicáveis a Contratada. A definição de Contratada no Apêndice D é excessivamente abrangente e engloba relações entre empresas com níveis de complexidade bastante distintos. A Nota Técnica nº 41, em alguns casos, parece direcionar a que subconjunto de Contratadas determinados requisitos se referem. O próprio regulamento técnico de SGSO parcialmente reconhece esta diferença entre Contratadas quando, na Figura 7, identifica o “operador da instalação” como uma entidade separada das demais Contratadas. Neste sentido, e de modo a evitar possíveis ambiguidades, sugere-se explicitar o “operador da instalação”, indicando que o requisito se aplica ao “Operador da Instalação”, as “Contratadas” ou ao “Operador da Instalação e demais Contratadas”. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ESPECIFICIDADE de metas SMART. Adicionalmente, solicita-se suprimir “consultores” do quadro de Contratadas uma vez que nenhum	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A PG-05 (Contradadas) não se limita somente a prestadores de serviço. Ao longo do regulamento também se trata da qualidade e gestão de bens, insumos e materiais como na PG-13 (Integridade), PG-14 (Plano de Emergência) e Apêndice A (Integidade de Poços). Por ter a intenção de evitar a prescrição, sugere-se não definir os tipos de relação contratual num regulamento, e optar por manter o conceito abrangente, e adequar-se a depender das atividades executadas pelo operador do contrato.	Não Acatar

Apêndice D	Remover a definição D.24 alínea c) subitem (ii).	- definição D.24 - A definição (ii) para “Procedimento Crítico de Segurança Operacional” se confunde com a definição de “Tarefa Crítica de Segurança Operacional” no item D.49, ou seja, “tarefa cuja falha de execução ou omissão possa causar, contribuir ou deixar de reduzir os efeitos de um Acidente associado a grandes emergências”. Sugerimos suprimir a definição (ii) de forma a evitar confusão na terminologia. Entendemos que o texto, tal como apresentado, contraria o critério de ESPECIFICIDADE de metas SMART.	Bruno de Almeida Barbabela / SBM Offshore	A intenção do regulamento é se manter ambas terminologias por entender que um procedimento crítico pode contemplar mais de uma tarefa crítica em seu escopo.	Não Acatar

Apêndice D	Alteração do texto do D.12 para: “Método de categorização de um poço quanto à complexidade de seu projeto em uma escala referente ao nível de risco associado à etapa de construção do poço, cujos critérios devem considerar: (i) as informações contidas na documentação de projeto do poço; (ii) a experiência sobre poços de correlação; e (iii) conhecimento da área a ser perfurada.”	Sobre o D.12: Sugere-se a revisão do texto para que a consideração (i) seja referente às informações presente na documentação de projeto. A agência estabelece que a classificação de complexidade do poço é inerente ao projeto sob perspectiva do nível de risco associado à etapa de construção. No entanto, a redação atual propõe que um dos fatores a serem considerados para esta classificação seja a documentação de well handover, elaborada apenas após a conclusão da construção do poço. Desta forma, foi observada uma incoerência na definição apresentada. A proposta de texto sugere uma alteração da documentação de well handover por documentação de projeto do poço.	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	O texto original já especifica a "associado à etapa de conntrução" na própria definição.	Não Acatar

Apêndice D	Alteração do texto do D.24 para: “Os elementos são considerados críticos quando: (i) essenciais para a prevenção ou mitigação de um Acidente operacional associado a grandes emergências; (ii) em caso de Falha, falta ou degradação possam provocar um Acidente operacional associado a grandes emergências; ou (iii) atendem às definições de elementos críticos de integridade de poços conforme requisito A.11.1.1 do Apêndice A.” No item D.24: Inclusão de alínea com as definições de “Falta” e “Degradação” de Elemento Crítico de Segurança.	Sobre o D.24: O intuito da complementação do texto é confirmar o entendimento da agência que os elementos críticos de integridade de poço são caracterizados como elementos críticos de segurança operacional e devam ser gerenciados conforme o que preconiza a PG-11. Com a redação atual da definição, a depender da realidade do ativo e do sistema de gestão do operador, os Conjuntos Solidários de Barreiras dos poços podem não ser classificados nas análises de risco como grandes eventos acidentais e, consequentemente, estarem associados a grandes emergências. De forma prática, uma grande quantidade de poços onshore são não-surgentes, possuem uma pequena vazão e estão situados em localizações marginais. Nesta realidade, o risco associado aos cenários acidentais destes poços não se enquadrará dentro da definição de grande emergência. Atualizando a definição conforme proposto, a ANP garante o	Anabal Santos Jr. / Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP)	Para melhor esclarecer que os elementos de integridade de poços são elementos críticos de segurança operacional se enquadrando também ao objetivo do regulamento, se excluiu o texto " de integridade de poço" no item A.11	Acatar parcialmente