

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL

2022

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO ANUAL DE
SEGURANÇA OPERACIONAL
DAS ATIVIDADES DE
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**Diretor-Geral**

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Christine de Santana Araújo (Diretoria I)

Daniel Maia Vieira (Diretoria II)

Fernando Moura (Diretoria III)

Cláudio Jorge de Souza (Diretoria IV)

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Raphael Neves Moura

Superintendente Adjunta de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Mariana Rodrigues França

Elaboração

Alberto Rodamilans Freire
 André Lopes dos Santos
 André Luiz de Oliveira Cãnfora
 Bruna Rocha Rodrigues
 Carlos Alexandre Silva Pedroto
 Carolina Maia de Carvalho
 Caroline Pinheiro Maurieli de Moraes
 Daniela Goñi Coelho
 Daniella Christina Xavier de Oliveira
 Eduardo Castelo Branco Oliveira
 Elson Meneses Correia
 Fernanda Heringer de Souza
 Francisco José Marcelo Pereira
 Gracielly Carvalho Moreira
 Ingrid Borba do Nascimento Barbosa
 João Victor Maurielli da Cruz
 Luciana Palmeira Braga
 Luciano da Silva Pinto Teixeira
 Ludmyla Carolina Mariano Barbosa
 Moisés Vieira Pinto
 Nilce Olivier Costa
 Natália Hoffmann Ramos
 Rafael Augusto do Couto Albuquerque
 Renan Paixão Tavares Batista
 Rodrigo Ribeiro de Lucena
 Thiago da Silva Ormonde
 Tiago Machado de Souza Jacques

Revisão

Alexandre Maciel Kosmalski
 Laís Palazzo Almada
 Luciene Ferreira Pedrosa
 Mariana Rodrigues França
 Thiago da Silva Pires

Aprovação

Raphael Neves Moura

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	4
SEÇÃO 1 – NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE E&P	8
1.1 EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE ATIVIDADE	9
1.2 PANDEMIA DE COVID-19 E SEUS DESDOBRAMENTOS NA SEGURANÇA OPERACIONAL	11
1.3 PERMISSÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL	13
1.4 MUDANÇA DE OPERADOR	18
1.5 DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES.....	21
SEÇÃO 2 – REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL	24
2.1 AGENDA REGULATÓRIA	25
2.2 ABORDAGENS PARA FOMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL	28
2.2.1 Cooperações e parcerias	28
2.2.2 Projetos integrados com a indústria	34
2.2.3 Workshops de Segurança Operacional e Meio Ambiente	38
2.2.4 Participação em eventos.....	40
SEÇÃO 3 – AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL	42
3.1 ASPECTOS GERAIS.....	43
3.2 NÃO CONFORMIDADES CRÍTICAS E MEDIDAS CAUTELARES.....	48
3.3 AUDITORIAS REGULARES E DE VERIFICAÇÃO DE NÃO CONFORMIDADES.....	54
3.4 AUDITORIAS PARA VERIFICAÇÃO DE ATENDIMENTO ÀS RECOMENDAÇÕES DE INCIDENTES	56
3.5 AUDITORIAS DE CESSÃO DE DIREITOS	57
3.6 AUDITORIAS PRÉ-OPERACIONAIS	60
3.7 FATORES HUMANOS	63
SEÇÃO 4 – INFRAÇÕES DE SEGURANÇA OPERACIONAL	67
4.1 PROCESSOS SANCIONADORES	68
4.2 DOSIMETRIA DA PENA DE MULTA	69
4.3 MULTAS	71
4.4 JULGAMENTOS RELEVANTES	71
SEÇÃO 5 – INCIDENTES OPERACIONAIS	73
5.1 ASPECTOS GERAIS.....	74
5.2 INCIDENTES NAS ATIVIDADES MARÍTIMAS.....	74
5.3 INCIDENTES NAS ATIVIDADES TERRESTRES	80
5.4 LIÇÕES APRENDIDAS COM INCIDENTES.....	83
SEÇÃO 6 – SUSTENTABILIDADE	87
6.1 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	88

6.2	PUBLICIDADE AS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (LEI Nº 12.351/2010)	90
6.3	AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ÀS RODADAS DE LICITAÇÕES	91
6.4	LICENCIAMENTO AMBIENTAL E SUA RELAÇÃO COM OS CONTRATOS DE E&P	93
6.4.1	Bacias sedimentares terrestres	93
6.4.2	Bacias sedimentares marítimas.....	95
6.5	ABORDAGENS PARA FOMENTO DA SUSTENTABILIDADE	98
6.5.1	Cooperações e parcerias	98
6.5.2	Participação em eventos	98
SEÇÃO 7 – CONCLUSÕES		100

RESUMO EXECUTIVO

O presente relatório apresenta os resultados de segurança operacional e meio ambiente das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural para o ano de 2022, apurados pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), em atendimento à atribuição disposta na Portaria ANP nº 265/2020, que estabelece o regimento interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O objetivo é fomentar práticas para o crescimento seguro e sustentável da indústria, prevenindo incidentes que possam ocasionar danos a vida e ao meio ambiente.

O Relatório Anual de Segurança Operacional de 2022 é o 13º publicado com esse objetivo. Se originalmente o foco residia na exposição de quantidade de não conformidades e de instalações auditadas, atualmente, o cerne é a divulgação de problemas frequentes, sistêmicos e críticos. Isso permite que operadores de contrato e de instalação possam internalizar as lições aprendidas com as ações de fiscalização e com os incidentes. A sintetização de diretrizes em forma de desafios, prática iniciada no relatório de 2019, visa encorajar a indústria a atuar de modo colaborativo para a melhoria da segurança operacional e a trilhar o caminho da sustentabilidade.

Assim, o documento está dividido em sete seções que detalham o nível de atividade do setor de E&P, as ações regulatórias de segurança operacional, os resultados das fiscalizações regulares e da verificação de incidentes, as infrações de segurança operacional, os aspectos relacionados a sustentabilidade e, por fim, as conclusões. Visando aumentar a transparência das informações – um dos valores do Mapa Estratégico da ANP para o período de 2021 a 2024 – foram incluídos *links* para acessar documentos e processos classificados como públicos. Além disso, considerando o amplo e diverso alcance do Relatório Anual de Segurança Operacional, são apresentadas, sempre que possível, explicações de conceitos ou esclarecidas dúvidas rotineiramente recebidas pela Agência.

Em relação ao nível de atividade em 2022, as operações marítimas foram responsáveis por cerca de 97% da produção de petróleo e 83% da produção de gás no Brasil, representando 74% das horas trabalhadas. Já as atividades terrestres, com 26% das horas trabalhadas, contribuíram com aproximadamente 3% da produção de petróleo e 17% da produção de gás. Evidencia-se, portanto, a intensidade das atividades terrestres em termos de mão-de-obra, ressaltando sua importância e potencial de impacto econômico e social, ao mesmo tempo em que a exposição humana a riscos industriais requer atenção.

A SSM/ANP manteve o acompanhamento das medidas tomadas pelos operadores para mitigação da situação de contingência provocada pela pandemia de Covid-19 até maio de 2022, quando o Ministério da Saúde encerrou a Emergência em Saúde Pública de Importância Nacional. A incorporação das lições aprendidas é uma oportunidade para aprimorar os sistemas de gerenciamento de segurança para lidar com situações que possam causar a redução do POB (*personnel on board*).

Em 2022, foram aprovadas 75 Documentações de Segurança Operacional (DSO) permitindo, do ponto de vista da segurança operacional, o início das atividades de instalações marítimas e campos terrestres. Além disso, foram realizadas 58 análises que contribuíram para conclusão de 16 processos de cessão de direitos e obrigações envolvendo mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção. Considerando o final do ciclo de vida, foram aprovados 17 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI). O número de aprovações e análises aumentou em relação ao ano de 2021, o que indica um maior dinamismo do setor de óleo e gás brasileiro.

No âmbito da regulação, o ano de 2022 foi marcado pela publicação da Resolução ANP nº 882/2022, em substituição a Resolução ANP nº 44/2009, que dispõe sobre o procedimento para a comunicação de incidentes e para o envio de relatórios de investigação pelos operadores de contrato de E&P de petróleo e gás natural e pelas empresas autorizadas a exercer as atividades da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis. A norma definiu prazos para comunicação de incidentes,

modernizou conceitos, ampliou o prazo para envio do relatório de investigação, entre outros aperfeiçoamentos. Para a implementação da Resolução ANP nº 882/2022, o conteúdo do Manual de Comunicação de Incidentes foi revisado, trazendo maior clareza para regras, tipologias e definições.

Seguindo a Agenda Regulatória 2022-2023, foi dada continuidade na revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional. Após a realização de estudos e de Avaliação de Impacto Regulatório (AIR), foi selecionada a alternativa regulatória que consolida e atualiza as resoluções e seus cinco regulamentos técnicos de segurança operacional do setor de E&P em uma única resolução e em um único regulamento anexo. A Diretoria Colegiada da ANP aprovou a realização da Consulta Pública nº 28/2022, no período de 21/12/2022 a 24/04/2023, a qual será seguida de Audiência Pública.

As abordagens para fomento da segurança operacional, baseadas em novas estratégias de desenvolvimento e aprimoramento dos aspectos de segurança das operações, dissociadas do ambiente de fiscalização, tiveram como foco a continuidade de execução de projetos colaborativos, realizados em conjunto com os agentes regulados e outras partes interessadas. Destaca-se a publicação do Guia de Boas Práticas de Auditorias Internas de SGSO e a criação do projeto “Indicadores de Desempenho de Segurança Operacional”, que visa promover a troca de experiência entre os operadores sobre o gerenciamento de elementos críticos de segurança operacional. Este último, decorre dos desvios recorrentes relacionados a elementos críticos constatados durante as ações de fiscalização realizadas pela SSM/ANP.

Cooperações nacionais e internacionais se iniciaram ou tiveram continuidade em 2022 com foco na manutenção de *benchmarks*, necessários para o aprimoramento das atividades desenvolvidas pela SSM/ANP. Como novidade, considerando o aumento de incidentes relacionados a dutos flexíveis nos últimos anos, foi formalizada, por meio de um acordo, a participação da SSM/ANP no “*Sureflex JIP – Joint Industry Project*”. O projeto é desenvolvido por diferentes setores da indústria e tem o objetivo de reunir e compartilhar dados para apoiar as operações seguras e o gerenciamento de integridade de sistemas de dutos flexíveis.

Em 2022, foram realizadas pela SSM/ANP 47 ações de fiscalizações de segurança operacional de caráter preventivo. Foram identificadas 244 não conformidades em sede de fiscalização, sendo 21 delas críticas, atingindo um nível de criticidade¹ de 9%. A maior parte das não conformidades críticas se relaciona a falhas em resposta a emergências e em procedimentos críticos. Foram detectadas falhas em procedimentos para inspeção, teste e manutenção de sistemas, especialmente em tubulações de fluidos perigosos e em sistemas de combate a incêndio, com a ausência de monitoramento adequado do resultado das inspeções. Verifica-se, portanto, que ainda há dificuldade da indústria no gerenciamento e na garantia da disponibilidade de elementos críticos. Sendo assim, mantém-se o desafio que vem sendo apresentado nos relatórios anuais de segurança operacional em relação à **garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos**.

Em complemento, a indústria não avançou satisfatoriamente no aprimoramento da implementação de planos de ação, tampouco na qualidade das auditorias da fase operacional. As auditorias internas possuem potencial para apoiar o desempenho do gerenciamento dos riscos operacionais, especialmente quanto à disponibilidade e à integridade de elementos críticos. Para tanto, conforme desafio recorrente dos relatórios anuais de segurança operacional, deve haver **comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos e com o desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo**.

Em 2022, a ANP constatou que 254 poços descumpriram o requisito 10.5.3.3 do regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP), envolvendo situação de abandono temporário sem monitoramento por mais de 3 anos, destacando-se a identificação de

¹ Nível de criticidade é a relação entre o nº de não conformidades críticas e o nº total de não conformidades emitidas.

aproximadamente 200 poços durante auditorias de campos terrestres em processo de cessão de direitos. Situações como essa representaram 87% do valor das multas aplicadas em 2022. **A sustentabilidade das atividades de E&P passa pelo adequado planejamento e pela disponibilização de recursos para o descomissionamento de instalações em desuso e sem previsão de retorno operacional.** Este cenário motivou a proposição de novo desafio para indústria relacionado ao tema.

No ano de 2022, a SSM/ANP manteve a redução do passivo de processos sancionadores pendentes de julgamento de primeira instância, resultando na diminuição substancial do tempo entre a lavratura do auto de infração e a conclusão do processo. As multas de segurança operacional, aplicadas a partir de 93 processos julgados em 1ª instância, totalizaram em torno de R\$ 628 milhões. O aumento substancial, quando comparado ao ano de 2021, decorre da aplicação de multas que totalizaram R\$ 548 milhões em razão do julgamento em 1ª instância de infrações relacionadas a poços que descumpriram o requisito 10.5.3.3 do SGIP.

A SSM/ANP, entendendo que um dos principais objetivos da regulação, no âmbito da segurança operacional, é a disseminação de conhecimento, publicou quatro alertas de segurança, incluindo dois relacionados à linha de *gas lift*. Na análise dos incidentes ocorridos em 2022, merece destaque o fato de, pelo terceiro ano consecutivo, não ter havido fatalidades em instalações *onshore* de E&P. Em instalações *offshore*, ocorreram duas fatalidades. Uma delas em virtude de ativação espúria do sistema de combate a incêndio por CO₂ e a outra, excluída das estatísticas por não se tratar de acidente operacional, em decorrência de acidente de helicóptero. Observou-se também um aumento do volume de óleo descarregado no mar, alcançando o segundo maior valor registrado na série histórica. Grande parcela desse volume foi proveniente de acidente envolvendo falha na integridade de tanques de um FPSO. Desvios dessa magnitude foram observados com frequência nos últimos anos. Além disso, a constatação de que os relatórios de investigação produzidos pelos operadores, em diversas situações, são deficientes, reforça a manutenção pelo terceiro ano, do desafio relacionado ao **aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional.**

No que se refere à transição energética, a SSM/ANP intensificou sua atuação para atender o objetivo estratégico da ANP relacionado à sustentabilidade e à redução das emissões de gases de efeito estufa. Considerando que a transparência de dados de sustentabilidade é a base para qualquer discussão sobre mitigação de emissões e transição energética, passou a ser requerido aos operadores de contratos de E&P em fase de produção o envio de dados de emissões de gases de efeito estufa de suas operações. Como um dos resultados, foi publicado o [Painel Dinâmico de Sustentabilidade de E&P](#).

Em atendimento à Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 05/2022, a ANP, em articulação com a EPE, elaborou relatório com a proposição de soluções voltadas para o contexto nacional de mitigação de emissões e transição energética. Foram identificadas oportunidades para o desenvolvimento regulatório, visando incentivar o uso de melhores práticas e, com isso, minimizar as emissões de gases de efeito estufa. Em relação ao desafio proposto em 2021, apesar do esforço realizado, ainda é necessária a obtenção de evidências mais claras sobre **a inserção, por parte dos operadores, do risco carbono em seus processos de tomada de decisão.**






De forma a dar continuidade à outorga de áreas para a exploração e produção de petróleo e gás natural, a SSM/ANP promoveu articulação com órgãos ambientais estaduais e federais visando à elaboração de manifestações conjuntas do MME e do MMA para oferta de 498 blocos exploratórios, 16 áreas com acumulações marginais e quatro áreas no polígono do pré-sal. Seguindo os procedimentos da recém publicada Portaria Interministerial MME/MMA nº 01/2022, foram emitidas manifestações conjuntas para áreas do pré-sal, localizadas nas bacias de Campos e Santos, para o bloco PRC-T-54, localizado na bacia do Parecis, e para o campo de Japiim, localizado na bacia do Amazonas.

No que se refere aos contratos de concessão suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, no ano de 2022 se manteve o número de contratos

suspensos no ambiente *onshore* de 2021, encerrando com oito contratos suspensos, sendo apenas um associado a dificuldades no licenciamento ambiental, e os demais em virtude de restrições ao fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais. No ambiente *offshore*, também não houve alteração em relação ao ano anterior, finalizando com 35 contratos suspensos, sendo 40% deles localizados na bacia de Barreirinhas, situada em área de nova fronteira exploratória na Margem Equatorial.

Ainda sobre aspectos ambientais, merece destaque a publicação do edital para qualificação de projetos para execução de poço transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural. Trata-se de iniciativa do MME, entre outros órgãos governamentais, que visa ampliar o conhecimento sobre fraturamento hidráulico, divulgando os resultados para as partes interessadas. Além disso, como resultado dos grupos de trabalho formados pelo CNPE em 2021, foram produzidos relatórios com o objetivo de propor estratégias para aumentar a sinergia entre o planejamento da oferta de áreas para E&P e o licenciamento ambiental.

Por fim, com o intuito de aprimorar a segurança das operações de E&P, e a partir das constatações apresentadas no presente relatório, conclui-se que há desafios identificados nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de 2019, 2020 e 2021 que não foram inteiramente tratados pela indústria e que ainda precisam ser superados. Portanto, eles serão mantidos e farão parte da estratégia de fiscalização de segurança nos próximos anos. Acrescenta-se a necessidade de estabelecimento de um novo desafio relacionado ao abandono permanente de poços.

	Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção.
#2022.1	
	Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.
#2022.2	
	Disponibilização de recursos para o descomissionamento de poços abandonados temporariamente sem previsão de retorno operacional, de acordo com as políticas ESG (<i>Environmental, Social and Corporate Governance</i>).
#2022.3	
	Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.
#2022.4	
	Demonstração das diretrizes de projeto e aprimoramento dos processos corporativos de gerenciamento de projetos, para que o risco de carbono passe a ser considerado na tomada de decisão.
#2022.5	

Espera-se que seja dada ampla divulgação ao presente relatório, cujas lições e conhecimentos devem permear os agentes regulados e seus contratados, de forma a catalisar mudanças e promover melhorias nos índices de segurança operacional e sustentabilidade da indústria do petróleo e gás natural do Brasil.

SEÇÃO 1

NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE E&P

- 1.1 Evolução do nível de atividade
- 1.2 Pandemia de Covid-19 e os seus desdobramentos na segurança operacional
- 1.3 Permissão de segurança operacional
- 1.4 Mudança de Operador
- 1.5 Descomissionamento de instalações

A 1ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta o nível de atividade da indústria de E&P no Brasil.

São apresentadas informações sobre a evolução das atividades em sondas marítimas, plataformas marítimas e campos terrestres e sobre a pandemia de Covid-19 e seus desdobramentos na segurança operacional. Também são apresentados os principais destaques de 2022 relacionados à permissão de segurança operacional, mudança de operador e descomissionamento de instalações.

1.1 Evolução do nível de atividade

Os dados apresentados no Gráfico 1, no Gráfico 2 e no Gráfico 3, mostram a evolução do nível de atividades da indústria de E&P de petróleo e gás natural desde 2009, divididos em:

- ▶ Atividades em sondas marítimas²;
- ▶ Atividades de produção em campos marítimos; e
- ▶ Atividades de produção em campos terrestres³.

Como pode ser observado no Gráfico 1, as atividades em sondas marítimas se encontram em declínio desde 2012, quando atingiram seu pico na série de dados iniciada em 2009. Porém, em relação ao ano de 2021, houve um aumento de 28% na quantidade de poços perfurados em mar.

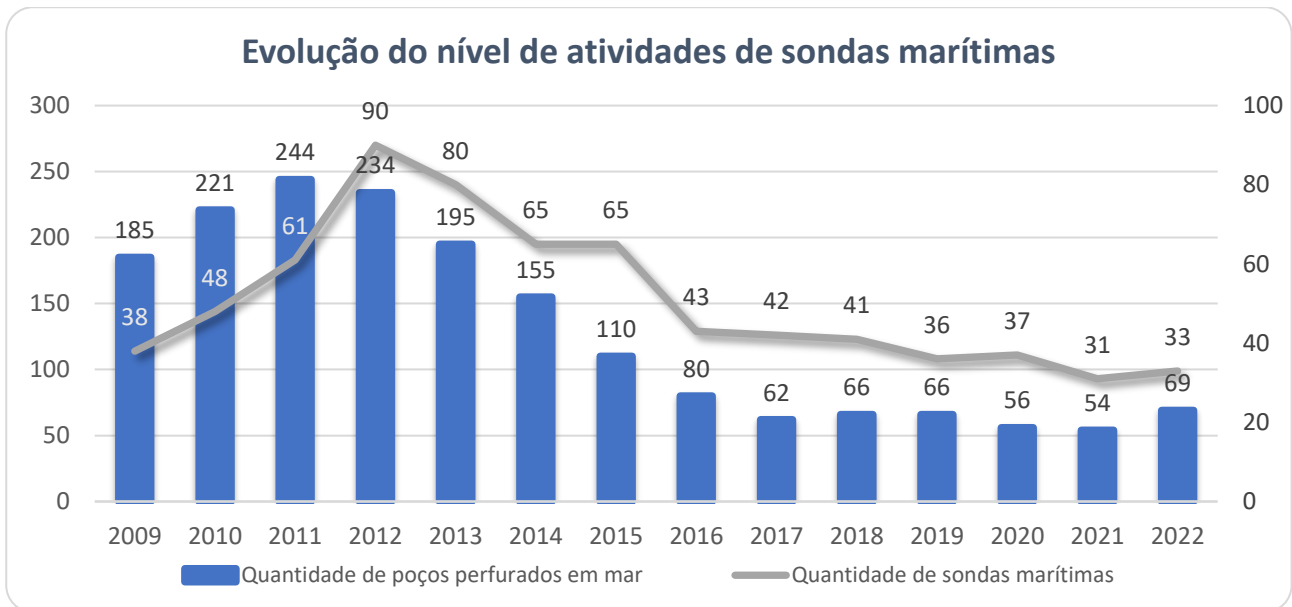


Gráfico 1. Evolução do nível de atividades em sondas marítimas, de 2009 a 2022.

A produção de petróleo *offshore* em 2022 teve um aumento de 4,6% em relação ao volume produzido no ano anterior, registrando recorde da produção nacional. Este acréscimo foi acompanhado pelo aumento das horas de trabalho em plataformas de produção (Gráfico 2).

² O nível de atividades em sondas marítimas engloba as atividades de perfuração, completação, teste de formação e intervenção em poços.

³ O nível de atividades em campos terrestres engloba os campos que estão sob o regime de segurança operacional estabelecido na Resolução ANP nº 02/2010, ou seja, campos com produção superior a 15 m³/dia de óleo ou 2.000 m³/dia de gás natural.

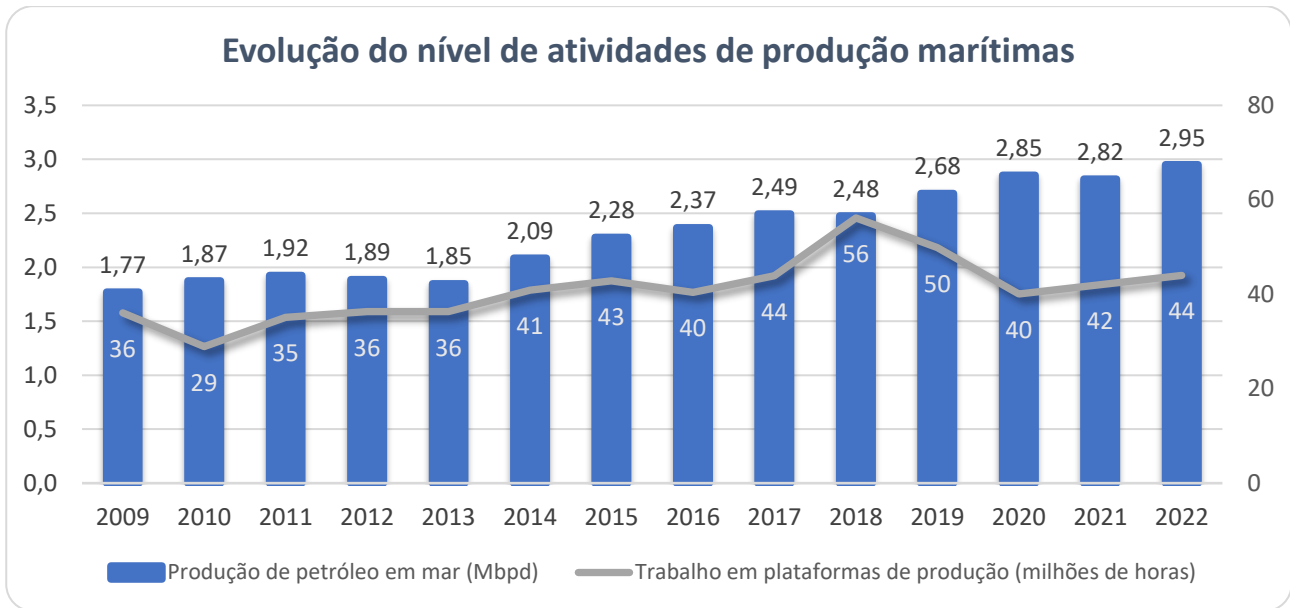


Gráfico 2. Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas, de 2009 a 2022.

O Gráfico 3 indica um aumento de 117% na quantidade de poços perfurados em terra, revertendo o quadro de declínio iniciado em 2015. No entanto, o número ainda é substancialmente inferior àqueles apresentados no início da série histórica. A produção de petróleo em terra manteve a tendência de queda observada nos últimos anos.

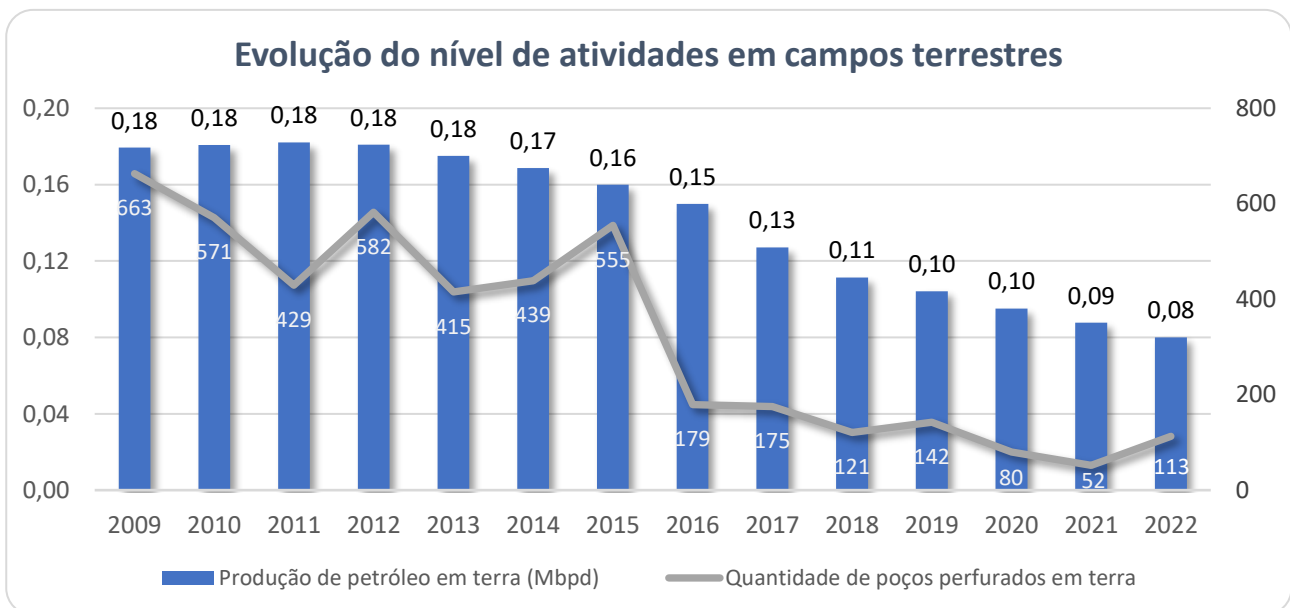


Gráfico 3. Evolução do nível de atividades em campos terrestres, de 2008 a 2022.

O Gráfico 4 apresenta o comparativo entre as atividades marítimas e terrestres realizadas em 2022. As atividades marítimas foram responsáveis por cerca de 97% da produção de petróleo, com 2,95 Mbpd, e 83% da produção de gás natural, com 40.537 milhões de m³.

As horas trabalhadas em atividades marítimas representaram 74% do total, com 10% dos poços em produção no Brasil. Por outro lado, 62% dos poços perfurados foram em terra. Apesar de as atividades

terrestres contribuírem com apenas 3% da produção do petróleo nacional, verifica-se que se trata de atividade intensiva em mão-de-obra (26% do total de horas de trabalho), o que evidencia a importância econômica e social da atividade e, conseqüentemente, demanda atenção quanto à exposição humana aos riscos industriais.

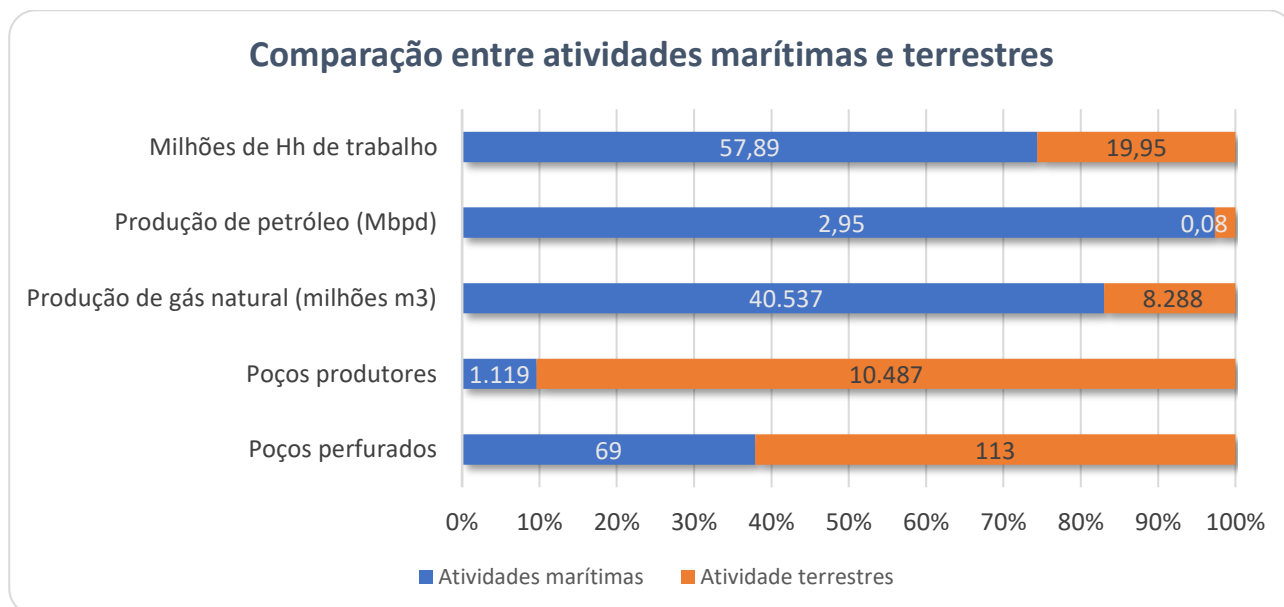


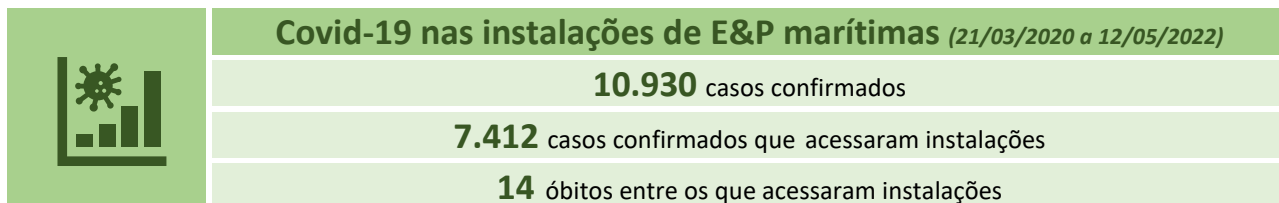
Gráfico 4. Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres em 2022.

1.2 Pandemia de Covid-19 e seus desdobramentos na segurança operacional

Com a publicação da [Portaria GM/MS nº 913 do Ministério da Saúde](#), em 22/04/2022, encerrando a Emergência em Saúde Pública de Importância Nacional em decorrência da pandemia de Covid-19, a ANP suspendeu em 12/05/2022 o monitoramento de casos entre os trabalhadores que estiveram a bordo de instalações de E&P.

O acompanhamento da Agência tinha por objetivo verificar os impactos gerados na segurança das operações e as medidas adotadas para conter a propagação de Covid-19, diante da necessidade de operação das instalações *offshore* com quantitativo (*personnel on board* – POB) reduzido e conseqüente estrutura de resposta à emergência (EOR) reduzida.

Em 2022, os dados dos Operadores de E&P foram recebidos semanalmente e publicados em painel dinâmico no site da ANP, que permanece disponível para consultas, porém sem atualizações a partir de maio.



Informações detalhadas sobre o monitoramento de Covid-19 realizado pela SSM/ANP nas instalações de E&P marítimas podem ser obtidas no [Painel Dinâmico de Dados de Covid em Instalações de E&P](#).

Em 2022, no período monitorado, não ocorreram óbitos por Covid-19, entretanto, o mês de janeiro (Gráfico 5) registrou o maior valor de casos da série histórica de monitoramento, com média móvel (últimas 2 semanas) acima de 1000 casos confirmados.

Diante disso, foram realizadas auditorias em cinco instalações de três Operadores para a avaliação da adequação do POB e da EOR das unidades ao mínimo operacional definido e para a avaliação da gestão dos elementos críticos. Por meio das auditorias foi possível perceber que, embora tenham sido identificadas não conformidades, o gerenciamento do POB e da EOR em função da pandemia de COVID-19 estava sendo realizado de forma adequada.

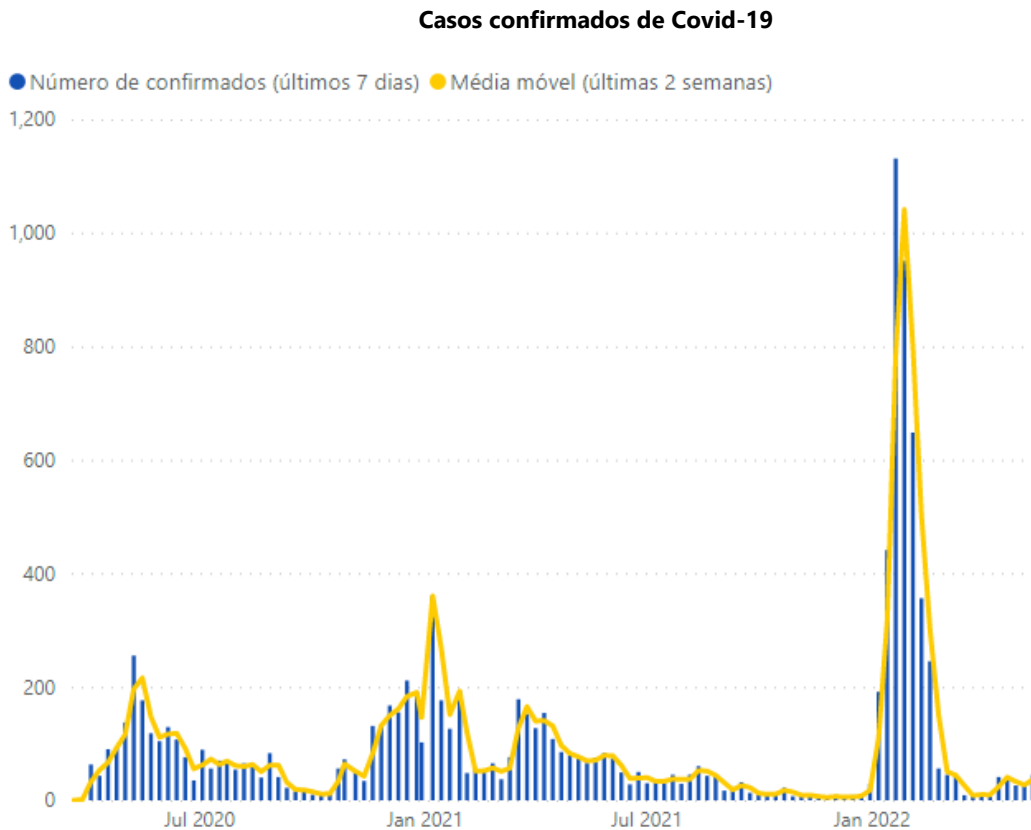


Gráfico 5. Casos confirmados de covid-19 durante o período de monitoramento (21/03/2020 a 12/05/2022).

Destaca-se que a ANP incluiu na revisão do Manual de Comunicação de Incidentes (item 2.1), publicado em 05/12/2022 e vigente a partir de 1º/02/2023, a tipologia “Surto de doença infectocontagiosa ou transmitida por alimentos”, para o enquadramento das ocorrências que comprometam a normalidade das operações da instalação ou que atinjam 10% ou mais da força de trabalho presente na instalação. A ausência de tipologia cadastrada no sistema [SISO-Incidentes](#) previamente à pandemia impactou no recebimento e análise célere dos dados, tendo sido implementadas soluções tecnológicas pela Agência para a recepção deste tipo de informação.

O que podemos aprender com a pandemia de Covid-19?

Foram identificadas diversas lições e oportunidades de aprimoramento dos sistemas de gerenciamento de segurança para lidar com situações que levem à redução do POB, seja por surtos e infecções a bordo, seja por questões sociais, como greves.

- ▶ Verificar o atendimento ao POB operacional mínimo estabelecido;
- ▶ Garantir a presença de determinadas funções (inclusive lideranças de bordo), que integram o POB mínimo e são essenciais para condução de procedimentos críticos de segurança operacional;
- ▶ Garantir a EOR definida no Plano de Resposta a Emergência;
- ▶ Dar tratamento às ações decorrentes de manutenção e de desvios identificados em inspeções de equipamentos/sistemas críticos de segurança;
- ▶ Manter a execução de testes de equipamentos/sistemas críticos de segurança;
- ▶ Avaliar os impactos em termos de segurança operacional (cenário de risco de *blowout*, por exemplo) devido ao atraso sequencial de manutenções/testes em elementos críticos;
- ▶ Efetuar a parada segura da unidade em caso de necessidade de paralisação das atividades pelos motivos expostos acima e estabelecer os critérios para a retomada das atividades.

1.3 Permissão de segurança operacional

Aprovação da Documentação de Segurança Operacional

Em 2022, foram aprovadas 75 Documentações de Segurança Operacional (DSO), conforme Tabela 1. A publicação da aprovação da DSO no Diário Oficial da União é o ato administrativo que indica, com relação à segurança operacional, a permissão para o início das atividades de instalações marítimas e campos terrestres, conforme o art. 3º, §5º da [Resolução ANP nº 43/2007](#) e o art. 3º, §4º da [Resolução ANP nº 2/2010](#).

Dessas aprovações, 50 (67%) foram em decorrência de processos de cessões de direitos e obrigações de contratos de E&P. Destacam-se também a aprovação de DSO das novas unidades estacionárias de produção (UEP) FPSO Guanabara e P-71; e a aprovação da sonda marítima Noble Developer, que opera pela primeira vez no Brasil.

393 processos com DSO aprovada

Em 2022	105 submetidas	29 novas
		76 cessão de direitos
	75 aprovadas	14 sondas
		11 UEP
		49 terrestre
		1 Matriz de Correlação ⁴
	69 revogadas	
22 sobrestadas		

⁴ Matriz de Correlação “SGSO x Origem Energia”, para operação do campo marítimo de Paru, que não possui UEP.

Tabela 1. DSOs aprovadas em 2022.

	Tipo de instalação	Instalação/Campo	Operador do Contrato	Operador da Instalação
1	Bloco terrestre	SMS_SIX	PARANA XISTO	PARANA XISTO
2	Bloco terrestre	SMS_SIX	PETROBRAS	PARANA XISTO
3	Campo terrestre	AGUILHADA	CARMO	CARMO
4	Campo terrestre	ANAMBÉ	ORIGEM ENERGIA	ORIGEM ENERGIA
5	Campo terrestre	APRAIÚS	SPE MIRANGA	SPE MIRANGA
6	Campo terrestre	ARAPAÇU	ORIGEM ENERGIA	ORIGEM ENERGIA
7	Campo terrestre	ARATU	3R	3R
8	Campo terrestre	BAIXA DO JUAZEIRO	POTIGUAR	POTIGUAR
9	Campo terrestre	BARRA BONITA	BARRA BONITA	BARRA BONITA
10	Campo terrestre	BARRINHA SUDOESTE	3R	3R
11	Campo terrestre	BREJO GRANDE	CARMO	CARMO
12	Campo terrestre	CAMBACICA	3R	3R
13	Campo terrestre	CANDEIAS	3R	3R
14	Campo terrestre	CARMÓPOLIS	CARMO	CARMO
15	Campo terrestre	CASTANHAL	CARMO	CARMO
16	Campo terrestre	CEXIS	3R	3R
17	Campo terrestre	CIDADE DE SÃO MIGUEL DOS CAMPOS	ORIGEM ENERGIA	ORIGEM ENERGIA
18	Campo terrestre	DOM JOÃO	3R	3R
19	Campo terrestre	DOM JOÃO MAR	3R	3R
20	Campo terrestre	FAZENDA BELÉM CE	3R	3R
21	Campo terrestre	FAZENDA POCINHO	3R	3R
22	Campo terrestre	FURADO	ORIGEM ENERGIA	ORIGEM ENERGIA
23	Campo terrestre	GALO DE CAMPINA	NION ENERGIA	NION ENERGIA
24	Campo terrestre	GAVIÃO PRETO	ENEVA	ENEVA
25	Campo terrestre	GAVIÃO TESOURA	ENEVA	ENEVA
26	Campo terrestre	GUAMARÉ	3R	3R
27	Campo terrestre	GUANAMBI	3R	3R
28	Campo terrestre	ILHA DE BIMBARRA	3R	3R
29	Campo terrestre	ITAPARICA	NTF	NTF
30	Campo terrestre	MAPELE	3R	3R
31	Campo terrestre	MASSUÍ	3R	3R
32	Campo terrestre	MATO GROSSO	CARMO	CARMO
33	Campo terrestre	MONTE ALEGRE	3R	3R
34	Campo terrestre	MOSSORÓ	3R	3R
35	Campo terrestre	MURUCUTUTU	ALVOPETRO	ALVOPETRO
36	Campo terrestre	PARIRI	3R	3R
37	Campo terrestre	PILAR	ORIGEM ENERGIA	ORIGEM ENERGIA
38	Campo terrestre	PINTASSILGO	3R	3R
39	Campo terrestre	POÇO VERDE	3R	3R
40	Campo terrestre	RIACHUELO	CARMO	CARMO
41	Campo terrestre	RIO IPIRANGA	IMETAME	IMETAME
42	Campo terrestre	SÃO MIGUEL DOS CAMPOS	ORIGEM ENERGIA	ORIGEM ENERGIA

	Tipo de instalação	Instalação/Campo	Operador do Contrato	Operador da Instalação
43	Campo terrestre	SERRA DO MEL	3R	3R
44	Campo terrestre	SERRARIA	3R	3R
45	Campo terrestre	SIRIRIZINHO	CARMO	CARMO
46	Campo terrestre	SOCORRO	3R	3R
47	Campo terrestre	SOCORRO EXTENSÃO	3R	3R
48	Campo terrestre	SUSSUARANA	SPE MIRANGA	SPE MIRANGA
49	Campo terrestre	TRINCA FERRO	POTIGUAR	POTIGUAR
50	Sonda marítima	ALPHA STAR	ENAUTA	CONSTELLATION
51	Sonda marítima	AMARALINA STAR	PETROBRAS	CONSTELLATION
52	Sonda marítima	GOLD STAR	PETROBRAS	CONSTELLATION
53	Sonda marítima	LAGUNA STAR	PETROBRAS	CONSTELLATION
54	Sonda marítima	LONE STAR	PETROBRAS	CONSTELLATION
55	Sonda marítima	NOBLE DEVELOPER	KAROON	MAERSK
56	Sonda marítima	NORBE VI	PETROBRAS	OCYAN
57	Sonda marítima	ODN II	PETROBRAS	OCYAN
58	Sonda marítima	SIEM HELIX -1	TRIDENT	HELIX
59	Sonda marítima	VALARIS DS-4	PETROBRAS	VALARIS
60	Sonda marítima	WEST CARINA	PETROBRAS	SEADRILL
61	Sonda marítima	WEST JUPITER	PETROBRAS	SEADRILL
62	Sonda marítima	WEST SATURN	EQUINOR	SEADRILL
63	Sonda marítima	WEST TELLUS	PETROBRAS	SEADRILL
64	Plataforma de produção	FPSO CIDADE DE ANCHIETA	PETROBRAS	SBM
65	Plataforma de produção	FPSO GUANABARA	PETROBRAS	MODEC
66	Plataforma de produção	PETROBRAS 61	3R	OOG TK
67	Plataforma de produção	PETROBRAS 63	3R	OOG TK
68	Plataforma de produção	PETROBRAS 71	PETROBRAS	PETROBRAS
69	Plataforma de produção	PLATAFORMA DE ARABAIANA 1	3R	3R
70	Plataforma de produção	PLATAFORMA DE ARABAIANA 3	3R	3R
71	Plataforma de produção	PLATAFORMA DE PEROÁ	3R	3R
72	Plataforma de produção	PLATAFORMA DE PESCADA 1A	3R	3R
73	Plataforma de produção	PLATAFORMA DE PESCADA 1B	3R	3R
74	Plataforma de produção	PLATAFORMA DE PESCADA 2	3R	3R
75	Plataforma de produção	PLATAFORMA DE PESCADA 3	3R	3R



Você sabia?

Caso de dispensa de aprovação de DSO para operar campo terrestre

Só é necessária a aprovação de DSO para a operação de **campo terrestre** se a sua produção superar os limites estabelecidos no § 2º do art. 4º da Resolução ANP nº 2/2010, a saber: **15 m³/dia de óleo e/ou 2.000 m³/dia de gás**. Caso a produção não atinja estes limites, não é necessária a submissão de DSO.

Caso o operador de contrato de E&P **deseje superar tais limites, este deverá submeter a DSO** do campo para obter a aprovação da ANP e sua consequente permissão para operação nesta condição.

Independentemente da necessidade ou não de aprovação de DSO, **as características funcionais da instalação terrestre deverão ser atualizadas em seu cadastro no sistema DPP**, de acordo com os manuais disponíveis no módulo “i-Engine” do próprio sistema.

Caso de dispensa de aprovação de DSO para manutenção ou descomissionamento

As atividades de manutenção da integridade de instalações, equipamentos e dutos já existentes em um campo dispensam de permissão de segurança operacional da ANP para serem efetuadas, ainda que não haja aprovação de DSO para aquele campo ou instalação, desde que sejam mantidas suas características originais de projeto.

Com relação a instalações em fase de descomissionamento, uma vez que a produção de petróleo e gás natural tenha sido concluída, não há necessidade de haver DSO aprovada. As operações que fazem parte da rotina operacional, ainda que necessárias para a execução do descomissionamento, como as atividades de despressurização, limpeza e inertização, poderão ser realizadas independentemente da aprovação do Programa de Descomissionamento da Instalação (PDI). A execução do descomissionamento só poderá ocorrer após a aprovação do PDI.

Em ambos os casos, **devem ser observados todos os requisitos de segurança operacional estabelecidos nos regulamentos técnicos da ANP e pactuados no contrato de E&P**, inclusive o emprego das melhores práticas da indústria.

Atualização de DSO

Uma vez aprovada a DSO de um campo, não são requeridas pela ANP novas manifestações de aprovação a cada atualização dessa DSO.

O operador deve manter **as características funcionais da instalação terrestre atualizadas em seu cadastro no sistema DPP**, em alinhamento com as informações da DSO.

A ANP realiza uma análise interna das informações enviadas e **solicita esclarecimentos somente se necessário**.

No que tange à permissão para operação, destacaram-se em 2022 os casos a seguir.

- ▶ **Sonda de perfuração Helix 1:** em maio de 2022 foi submetida pela Trident a DSO da sonda de perfuração Helix 1 para uma campanha de abandono de poços em campos sob sua operação. Em análise da documentação enviada, a estrutura de resposta da empresa a uma potencial emergência em controle de poço foi considerada insuficiente, culminando na restrição da aprovação da DSO a operações de abandono de poços não-surgentes e com um prazo para a conclusão dessas atividades. De modo a remover essa restrição, a operadora aderiu a um *mutual agreement*, que permite o acesso a recursos de resposta a emergências de outras empresas, o que resultou na emissão de novo despacho de aprovação da DSO, em dezembro de 2022, com permissão para a continuidade da campanha de abandono de poços com esta sonda, excluindo a restrição de escopo inicial.
- ▶ **Sonda de perfuração ODN II:** foi submetida pela Petrobras a DSO relativa à operação da sonda de perfuração ODN II em blocos exploratórios localizados na Margem Equatorial. Por se tratar de um projeto pioneiro, em uma região de fronteira exploratória, a empresa foi notificada a apresentar, complementarmente à DSO e previamente ao início da operação, evidências de realização de simulados relativos ao Plano de Resposta a Emergências em caso de *blowout*, como forma de assegurar a existência

de infraestrutura e planos de emergência adequados a esse cenário em uma área considerada remota. Até o fim de 2022, o exercício simulado não foi concluído.

- ▶ **Unidade de produção FPSO Cidade de Anchieta:** em janeiro de 2022 foi comunicada à ANP pela Petrobras uma descarga maior de óleo no FPSO Cidade de Anchieta, resultante da existência de orifícios em pelo menos dois de seus tanques de óleo. Diante da situação, foi revogada a aprovação da DSO até que fossem restabelecidas as condições necessárias à operação segura da instalação. Diante das evidências apresentadas no processo de investigação de acidentes e das informações contidas na nova DSO, aprovada em dezembro de 2022, foi permitido o reinício da operação desta unidade.
- ▶ **Unidade de produção P-19:** em agosto de 2022 foi comunicado pela Petrobras o acidente com vítima fatal na plataforma P-19, ocasionado pelo acionamento espúrio do sistema de combate a incêndio por CO₂. Assim como no caso relatado anteriormente, diante das incertezas quanto à segurança operacional da instalação suscitadas por este acontecimento, a aprovação da DSO dessa instalação foi revogada, de modo a não permitir o retorno operacional da plataforma até que fossem demonstradas condições seguras de operação. Até o fim de 2022, a operação não foi restabelecida.
- ▶ **Unidade de produção terrestre de óleo e gás de xisto de São Mateus do Sul:** foi celebrado em 2022 um novo contrato de E&P entre a Petrobras e a ANP, relativo à produção de óleo e gás proveniente de xisto betuminoso na unidade de produção São Mateus do Sul. Este contrato estabelece que as atividades relacionadas à extração do xisto estão sujeitas ao Regulamento Técnico do SGSO, condicionando a operação dessa instalação à [aprovação de DSO](#), que ocorreu em junho de 2022. Posteriormente, esta unidade foi vendida pela Petrobras em duas etapas, sendo a primeira a cessão de direitos e obrigações do contrato de E&P à empresa Paraná Xisto S.A., então subsidiária da Petrobras, o que ensejou [nova aprovação de DSO](#) para o início da operação da empresa cessionária. A segunda etapa foi a transferência do controle acionário da empresa Paraná Xisto S.A. à empresa compradora da unidade, o que, do ponto de vista da segurança operacional, resultou em solicitações de informações complementares, para que fosse assegurada a continuidade do sistema de gestão de segurança operacional sob o qual ela já operava.



Informações detalhadas sobre a situação da Documentação de Segurança Operacional das instalações de E&P no Brasil podem ser obtidas no [Painel Dinâmico de Documentação de Segurança Operacional](#).

Conteúdo da Documentação de Segurança Operacional

A partir de 2022, o Documento de Interface (*Bridging Document*) passou a compor a DSO de instalações marítimas de perfuração afretadas de empresas terceiras, em atendimento ao requisito 5.5.2 das Disposições Gerais do Regulamento Técnico do SGSO, substituindo a Matriz de Correlação “SGSO x Operador do Contrato x Operador da Instalação”. Desde 2016, a elaboração desse documento é uma exigência do Regulamento Técnico do [SGIP](#), sendo seu objetivo o de estabelecer alinhamento cooperativo e colaborativo entre os sistemas de gestão de segurança operacional do Operador do Contrato e de suas contratadas.

Documento de Interface (*Bridging Document*)

De acordo com as melhores práticas da indústria, é esperado que o *Bridging Document* contenha, no mínimo, os seguintes itens:

- a. Escopo do trabalho;
- b. Papéis e responsabilidades – Descrição dos cargos e o papel de cada um em relação as questões de segurança. É importante que a cadeia de decisão em caso de incidentes esteja claramente estabelecida;
- c. Hierarquia dos procedimentos;
- d. Resumo da análise de lacunas (*gap analysis*) com ações complementares para resolver as pendências em relação a segurança dos sistemas de gestão e procedimentos;
- e. Principais perigos e riscos envolvidos na operação;
- f. Práticas operacionais;
- g. Comunicação e investigação de incidentes;
- h. Identificação do escopo de processo de gerenciamento de mudança para operação para Operador da Instalação e Operador de Contrato; e
- i. Delimitação da organização de resposta a emergências em relação às ações do Operador da Instalação e do Operador de Contrato.

1.4 Mudança de Operador

Cessão de Direitos

Com o objetivo de avaliar aspectos de segurança operacional e meio ambiente no processo de cessão de direitos e obrigações de E&P de petróleo e gás natural, foram elaboradas 58 análises técnicas no âmbito da participação da SSM no Comitê de Avaliação das Propostas de Parcerias (CAPP) da ANP. Deste montante, 19 análises contribuíram para conclusão de 16 processos de cessão de direitos e obrigações envolvendo mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção.

Análises técnicas de segurança operacional na cessão de direitos

Em 2022	58 análises	19 ativos marítimos
		34 ativos terrestres
		5 ativos envolvendo os dois ambientes

No que tange às análises de segurança operacional no âmbito dos processos de cessão de direitos e obrigações, destacaram-se em 2022 os casos a seguir.

- ▶ **Campo de Dom João Mar (Polo Recôncavo)**: para a conclusão da cessão, foi exigida declaração da cessionária e apresentação de documentos atestando recursos técnicos e operacionais necessários para o abandono permanente e arrasamento de dois poços, além de cronograma para execução destas atividades. Também foram determinadas medidas de monitoramento dos poços, motivadas pelas condições de integridade.

- ▶ **Campo de Cancã (Polo Norte Capixaba)**: considerando a salvaguarda da vida humana e a proteção ao meio ambiente, a SSM/ANP entendeu tecnicamente não haver interesse público na cessão de ativo envolvendo poço acidentado, com ocorrência prévia de *blowout*, e inservível para produção pela cessionária, recomendando que a responsabilidade pelas atividades de abandono permanente, de risco elevado, ficasse a cargo da cedente, em prazo certo e definido, mediante celebração de um termo de compromisso conforme a Resolução ANP nº 817/2020. Até o fim de 2022, o processo de cessão de direitos não foi concluído. Em 07/02/2023, a Diretoria da ANP decidiu aprovar a cessão e determinou a apresentação de cronograma de curto prazo para realização do abandono permanente do poço 7-CNC-3-ES. O novo operador se comprometeu a realizar o abandono em 169 dias a partir da efetiva transferência das operações.
- ▶ **Campo de Papa-terra**: o prosseguimento do processo de cessão, por questões de segurança, ficou condicionado à definição da cessionária quanto à operadora das instalações. A conclusão da cessão apenas ocorreu com a demonstração de disponibilidade de recursos para intervenção nos poços tanto para situações emergenciais quanto para manutenção, monitoramento e verificação da integridade.
- ▶ **Polo Carmópolis**: a análise técnica envolveu discussões sobre os poços de mineração e os perfurados para água, além de apontar a existência de poços perfurados fora do *ring fence* e declarados como abdicados, resultando na determinação pela Diretoria da ANP do início imediato pela cedente dos trabalhos de abandono permanente dos poços perfurados fora do *ring fence*.

Desinvestimento da Petrobras

O Gráfico 6 ilustra que, no período de 2019 a 2022, a operação de 154 campos passou do sistema de gerenciamento da segurança operacional da Petrobras para outros 10 sistemas de gerenciamento da segurança operacional.

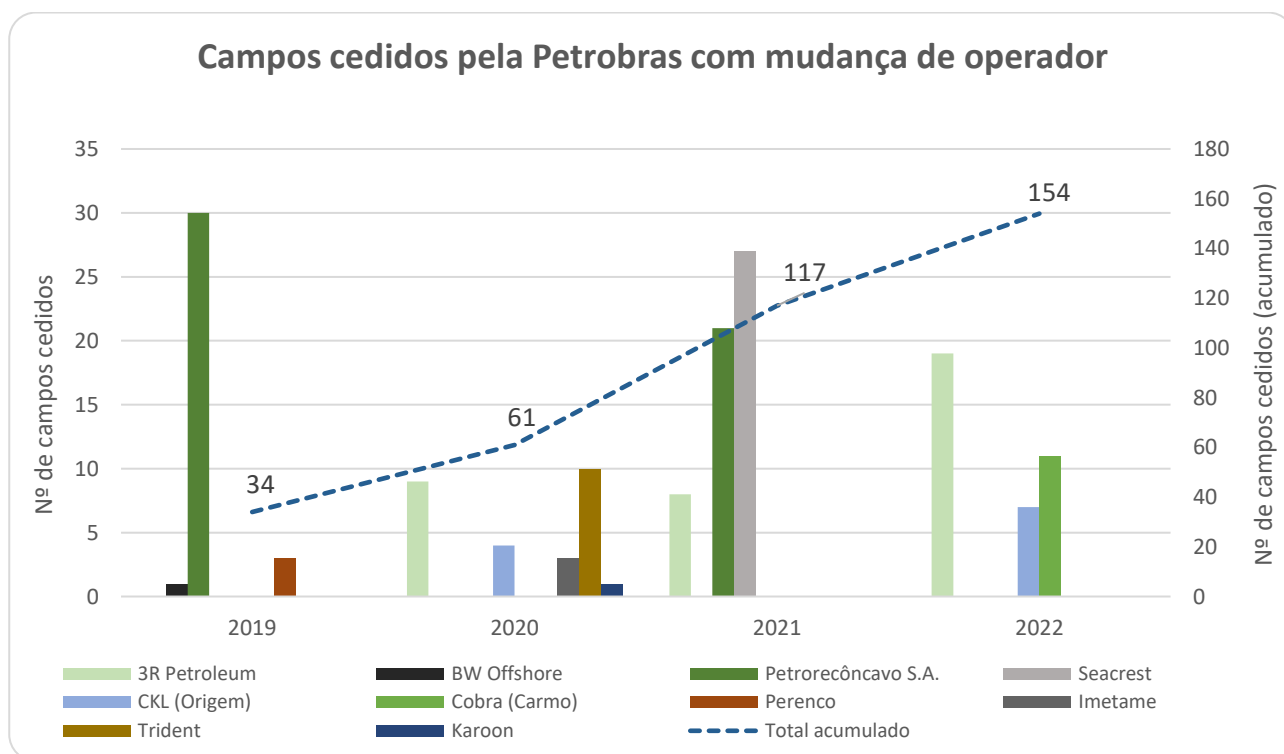


Gráfico 6. Conclusão de desinvestimento da Petrobras com mudança de operador, de 2019 a 2022.

Como consequência do processo de desinvestimento da Petrobras, o ano de 2022 foi marcado pela entrada da Carmo Energy (grupo Cobra) no mercado de E&P, a partir da conclusão da cessão do Polo Carmópolis, com 11 campos em produção e mais de 3 mil poços perfurados.

Destaque também para a consolidação de grupos que iniciaram com operações terrestres e realizaram sua expansão para o *offshore*: o grupo 3R Petroleum, com a conclusão da cessão dos polos de Papa-Terra e Peroá, e a Origem (grupo CKL), o qual ampliou o número de ativos sob operação com a conclusão da cessão do polo Alagoas.

Transferência de sondas marítimas

A Equinor submeteu à ANP, em 2021, a DSO da instalação West Saturn, operada pela Seadrill, para seu emprego no campo de Bacalhau a partir do segundo trimestre de 2022. À época, esta sonda se encontrava [em operação](#) sob contrato válido até 2024 com a Exxon, cuja campanha era prevista até o fim de março de 2022, o que coincidia com o período de operação previsto pela Equinor. Assim, de modo a restar claro o limite de responsabilidade de cada operador de contrato sobre a segurança operacional da sonda, a análise da DSO submetida pela Equinor foi sobrestada durante a operação da instalação para a Exxon. Uma vez concluída a operação da sonda para a Exxon, o andamento do processo de DSO da Equinor foi retomado e esta foi [aprovada](#) em maio de 2022, habilitando seu uso pela Equinor. Objetivando a economia processual no caso de uma retomada da operação da sonda para a Exxon, a aprovação da DSO submetida pela Exxon não será revogada até o fim de seu contrato, porém, sua operação para a Exxon restou condicionada à atualização da DSO com os dados da nova campanha, com uma antecedência mínima de 30 dias ao seu início. Até o fim de 2022, a sonda West Saturn permaneceu sob operação para a Equinor.

Ainda em 2022, a ANP atuou de maneira semelhante na transferência para a [Petro Rio](#) da sonda Norbe VI, operada pela Ocyan. Mas, neste caso, a DSO do operador do contrato antecessor (Petrobras) foi [revogada](#) em virtude do encerramento de seu contrato com a instalação.



Conforme o artigo 12 da [Resolução ANP nº 851/2021](#), caso a instalação seja transferida, cedida ou passe a prestar serviço a outro agente regulado após a ação de fiscalização, este será responsável perante a ANP pelas não conformidades já identificadas nas ações de fiscalização.



Você sabia?

Mudança de operador de contrato de E&P

Em casos de mudança do operador de contrato de E&P de instalações de produção - por meio de cessão de direitos – ou de instalações marítimas de perfuração – em razão do término da operação para uma empresa contratante e início de uma nova campanha para outra empresa – **é necessária nova aprovação de DSO para o início da operação sob o novo operador de contrato.**

Em ambos os casos, **os cadastros no DPP das instalações envolvidas nessa operação são automaticamente transferidos para a cessionária ou nova contratante**, cabendo a esta empresa a obrigação de revisar os dados cadastrados e mantê-los atualizados.

Na cessão de direitos, caso não sejam previstas alterações significativas dos ativos, **é possível o endosso da DSO já enviada pelo cedente.** Mesmo com o endosso, a cessionária deverá submeter a documentação obrigatória (conforme regulamento do SGSO ou SGI) em um **novo processo administrativo** e indicar na carta de apresentação da documentação sua opção pelo endosso da DSO. A documentação deverá ser revisada para substituição dos dados do operador de contrato. **O endosso acelera a análise de DSO.** Se for necessária a alteração ou a atualização dos dados contidos nos documentos submetidos, recomenda-se incluir na carta de apresentação uma justificativa dessas mudanças, para facilitar o processo de aprovação.

1.5 Descomissionamento de instalações

Durante o ano de 2022, foram aprovados 17 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs) e seis Relatórios de Descomissionamento de Instalações (RDIs). Os PDIs foram aprovados no âmbito da [Resolução ANP nº 817/2020](#), exceto o PDI do campo de Juruá, avaliado conforme a resolução anterior (Resolução ANP nº 27/2006). Ressalta-se que a maioria dos PDIs analisados em 2022 foram do tipo executivo⁵, que apresenta maior detalhamento e complexidade do que os do tipo conceitual⁶.

Descomissionamento de instalações		
Em 2022	17 PDIs aprovados	9 marítimos
		8 terrestres
	6 RDIs aprovados	3 marítimos
		3 terrestres

Em 2022, destacam-se as aprovações dos PDIs Conceitual e Executivo do FPSO Fluminense, operado pela Shell, nos campos de Bijupirá e Salema, na Bacia de Campos, que encerraram sua produção em abril e dezembro de 2021, respectivamente. O navio-plataforma estava ancorado em lâmina d'água de aproximadamente 740 m. Trata-se de um dos primeiros projetos a ser inteiramente elaborado seguindo o conteúdo da Resolução ANP nº 817/2020. As atividades de descomissionamento estão previstas para iniciar em abril de 2023 e serão acompanhadas pela SSM/ANP durante sua execução.

Dentre os sete RDIs aprovados em 2022, destaca-se o referente às instalações do campo de Cação, cujo processo de descomissionamento foi iniciado em 2014 e finalizado em 2022, com aprovação do RDI pela ANP em novembro do mesmo ano. Localizado na bacia do Espírito Santo, o campo teve a sua produção encerrada em 2010. O descomissionamento envolveu três unidades em águas rasas, em uma lâmina d'água de 19 m (PCA-01, PCA-02 e PCA-03), além do abandono permanente e do arrasamento de 13 poços. São as primeiras plataformas fixas de produção de petróleo que alcançaram o final da fase de operação no Brasil e que tiveram suas instalações e estruturas removidas. Pelo pioneirismo, foi um longo processo de planejamento e análise, mas em contrapartida, o descomissionamento do Campo de Cação trouxe muitos aprendizados para o setor ao lidar com novos desafios, como a falta de disponibilidade de empresas capazes de lidarem com o tratamento de resíduos, armazenamento e disposição final de materiais, os impactos socioambientais das atividades de desativação e a deficiência no fornecimento de informações para uma boa previsão de custos.

Descomissionamento de plataformas ao longo dos anos, até 2022



- ▶ 19 instalações tiveram seu PDI aprovado pela ANP;
- ▶ 14 instalações foram descomissionadas: PCA-01, PCA-02, PCA-03, FPSO Piranema Spirit, P-07, P-12, P-15, P-27, FPSO OSX-01, FPSO Rio das Ostras, FPSO Polvo, FPSO Marlim Sul, FPSO Cidade do Rio de Janeiro e FPSO Brasil;
- ▶ 5 instalações estão em processo de descomissionamento, todas localizadas na bacia de Campos: P-32, P-33, P-37, FPSO Capixaba e FPSO Fluminense.

⁵ PDI Executivo: deve incorporar as informações, os projetos e os estudos necessários ao planejamento e à execução do descomissionamento de instalações, conforme a Resolução ANP nº 817/2020.

⁶ PDI Conceitual: deve apresentar o escopo do planejamento do descomissionamento, com o conteúdo composto pelos itens 1 a 4 e subitem 5.4 do Anexo III - Roteiro do Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas ou pelos itens 1 a 4 e 8 do Anexo IV - Roteiro do Programa de Descomissionamento de Instalações Terrestres, conforme a Resolução ANP nº 817/2020.

Quanto à recuperação ambiental de áreas, destaca-se em 2022 o caso da Fazenda Dom João, onde foram desenvolvidas atividades de E&P pela Petrobras ao longo dos anos. Visando à recomposição da vegetação do local, foi estabelecido um plano de ação com obrigações para a Petrobras, cuja conclusão ocorreu em novembro de 2022, a partir de quitação por parte do proprietário da fazenda. O abandono e arrasamento dos poços, por decisão estratégica, será realizado pela nova operadora do contrato, a 3R Petroleum.

Investimentos em descomissionamento

Estima-se que o Brasil será um dos líderes do mundo em volume de investimentos em descomissionamento (*Global decommissioning anxiety rises*, Wood Mackenzie, 2021). [O Plano Estratégico da Petrobras para o período 2023-2027](#) prevê o descomissionamento de **26 plataformas**.

De acordo com as informações enviadas pelos Operadores no âmbito do Plano Anual de Trabalho (PAT), o investimento total em descomissionamento para o período entre **2022-2026** poderá ultrapassar **R\$ 52 bilhões**. Aproximadamente 60% desse valor está relacionado a atividades de abandono e arrasamento de poços. Neste período, há um potencial para abandono de aproximadamente **10 mil poços**, sendo mais de 90% localizados em bacias terrestres. A segunda atividade que demandará maiores recursos financeiros, cerca de 20% do montante, será a remoção de linhas. Em seguida, tem-se a desmobilização de plataformas, com 13%.

As bacias em que haverá maiores investimentos são as de Campos, Sergipe (terra e mar) e Santos, e os estados são Rio de Janeiro, Sergipe e Rio Grande do Norte, nesta ordem.



Informações detalhadas sobre descomissionamento de instalações de E&P podem ser obtidas no [Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção](#). A partir dos dados, é possível que as partes interessadas criem condições para o mercado de descomissionamento e proponham alternativas de desenvolvimento da atividade. O painel dinâmico, que se encontra em constante desenvolvimento, ganhou novas páginas e informações em 2022, como a linha do tempo do processo, que apresenta os marcos relacionados aos processos de descomissionamento apresentados à ANP, bem como filtros mais detalhados. Um [tutorial completo](#) pode ser acessado na página de Descomissionamento da ANP.

Observa-se um amadurecimento da compreensão acerca da Resolução ANP nº 817/2020 após quase três anos de vigência. Acredita-se que as ações realizadas pela SSM/ANP no sentido de alinhar o entendimento entre a Agência e os Operadores de Contrato acelerou o processo de elaboração e análise dos documentos relativos ao descomissionamento. Dentre as ações, destaca-se a publicação das [Orientações para a submissão dos Programas de Descomissionamento onshore](#).

Também é possível notar, no âmbito de processos de Cessão de Direitos, em que devem ser definidas as instalações a serem descomissionadas pelo cedente e aquelas que serão aproveitadas pelo cessionário, uma evidente evolução na elaboração de Termos de Compromisso⁷ pelos operadores de contrato. No que tange à elaboração de Termo de Compromisso, destaca-se ainda a publicação pela ANP das [Orientações para Elaboração do Termo de Compromisso](#).

No que se refere a disseminação do conhecimento, ressalta-se a participação da SSM/ANP na construção do [Caderno “Descomissionamento | Aspectos Socioeconômicos por trás das atividades de descomissionamento: Lições aprendidas do outro lado do Atlântico”](#), publicado pela Fundação Getúlio Vargas

⁷ O Termo de Compromisso deve ser firmado entre a cedente e a ANP, com a interveniência anuência da cessionária, quando a cedente assume a responsabilidade de executar atividades de descomissionamento – desativação de instalações, abandono/arrasamento de poços e/ou recuperação de áreas – por ocasião da cessão de direitos e obrigações de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

(FGV), na publicação de trabalhos técnicos internacionais, bem como palestrante em eventos e treinamentos, destacando-se:

- ▶ Curso Remoto de Descomissionamento de Plataformas Offshore e Reciclagem de Navios e Embarcações Fluviais (Turma V), organizado pela FexUFF;
- ▶ Curso International & Comparative Petroleum Law & Contracts, que integra o programa de MSc in International Energy da Science Po Paris;
- ▶ Curso International Energy & Natural Resources Law da Queen Mary University of London;
- ▶ Rio Oil and Gas (painéis e artigos publicados, conforme item 2.2.4);
- ▶ Feira Capixaba de Empresas do Setor de Petróleo, Gás e Energia; e
- ▶ 29º Congresso Internacional de Transporte Aquaviário, Construção Naval e Offshore – SOBENA. Journal of World Energy Law and Business, 2022, 00, 1–26, [The financial aspects of offshore decommissioning and Brazilian regulatory system in the light of the transnational legal order](#), Luciana Braga and Helder Pinto Jr.

Trabalhos técnicos internacionais



[New Regulatory Instrument for Brazilian Decommissioning of Oil and Gas Installations](#), Karen Alves de Souza, Ludmyla Carolina Mariano Barbosa, Tiago Machado de Souza Jacques e Vitor José Campos Bourbon. ASME J. Risk Uncertainty Part B. Dec 2022, 8(4): 044501

[The financial aspects of offshore decommissioning and Brazilian regulatory system in the light of the transnational legal order](#), Luciana Braga and Helder Pinto Jr. Journal of World Energy Law and Business, 2022, 00, 1–26.

[Special Section on Decommissioning and Life Extension of Complex Industrial Assets](#), Raphael Moura et al., ASME J. Risk Uncertainty Part B. Dec 2022, 8(4): 040301.

A SSM/ANP também participou de duas oficinas conduzidas pelo grupo de estudos de descomissionamento do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE)/Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). As oficinas tiveram como objetivo o aperfeiçoamento da metodologia de avaliação comparativa das alternativas para desativação de instalações marítimas, focada principalmente em sistemas submarinos. O projeto de pesquisa foi patrocinado pela Petrobras, resultando em significativa melhoria técnica, pois tende a reduzir a subjetividade na ponderação de alternativas pela consideração quantitativa na determinação de pesos, no que se refere aos critérios técnico, econômico, de risco, de impacto ambiental e de destinação de resíduos. A aplicação do resultado tende a se universalizar e traz maior racionalidade aos projetos de descomissionamento.

Nessa linha, visando o aperfeiçoamento do processo de descomissionamento, surgiu o interesse na execução de um programa de cooperação entre a ANP e a COPPE/UFRJ. Trata-se do desenvolvimento técnico-científico de soluções práticas, alinhadas aos propósitos de desenvolvimento sustentável, que respondam, inicialmente, às necessidades do descomissionamento de estruturas e equipamentos da produção *offshore* de óleo e gás no Brasil, mas, também, às questões relacionadas à transição energética. A expectativa é que o acordo seja formalizado ainda no primeiro semestre de 2023.

SEÇÃO 2

REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

2.1 Agenda regulatória

2.2 Abordagens para fomento da segurança operacional

2.2.1 Cooperações e parcerias

2.2.2 Projetos integrados com a indústria

2.2.3 Promoção de eventos

2.2.4 Participação em eventos

A 2ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta as ações regulatórias desenvolvidas pela SSM/ANP para o aprimoramento da segurança operacional do setor de E&P no Brasil.

São apresentados os avanços na agenda regulatória de segurança operacional e as abordagens para fomento da segurança operacional, como estabelecimento de parcerias, execução de projetos integrados com a indústria e realização de eventos para, principalmente, divulgar o desempenho do setor.

2.1 Agenda regulatória

Comunicação e Investigação de Incidentes

Em 2022, foi concluída a [revisão da Resolução ANP nº 44/2009](#), que estabelece o procedimento para comunicação de incidentes, a ser adotado pelos concessionários e empresas autorizadas pela ANP. O processo de revisão contou com a participação de diversas áreas da ANP e envolveu agentes da cadeia do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Após consulta pública ([Consulta Pública nº 06/2022](#)) com duração de 45 dias, seguida de audiência pública, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou a publicação da [Resolução ANP nº 882/2022](#), atualizando o procedimento para a comunicação de incidentes e para o envio de relatórios de investigação pelos operadores de contrato de E&P de petróleo e gás natural e pelas empresas autorizadas a exercer as atividades da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis. A resolução foi publicada no Diário Oficial da União em 28/07/2022, com efeitos a partir de 01/02/2023.

Comunicação inicial de incidentes

Deve ser realizada o mais breve possível, dentro dos seguintes prazos, a contar da constatação do evento:



4h para acidentes graves



48h para as demais tipologias

Acidente grave: quando ocorre **ferimento grave, fatalidade, descarga maior, incêndio, explosão, falha estrutural, colisão, abalroamento, adernamento, afundamento, naufrágio, queda de helicóptero ou perda de controle de poço.**

A comunicação inicial de incidente de E&P deve ser realizada por meio do [SISO - Incidentes](#).

As inovações adotadas pela Resolução ANP nº 882/2022 se basearam, dentre outros, na experiência adquirida pela SSM/ANP ao longo dos anos com a regulação de segurança operacional e foi mais uma ação da Agência para a simplificação administrativa e equilíbrio das obrigações estatuídas aos agentes, visando à segurança das operações e o tratamento antecipado de eventos adversos.

NOVIDADES DA RESOLUÇÃO ANP Nº 882/2022

- 1 Definição de prazo para o envio de comunicações, priorizando eventos de maior criticidade.
- 2 Modernização (conceitos internacionais), simplificação e uniformização entre os segmentos.
- 3 Inclusão de comunicação de incidentes com impacto ao abastecimento nacional de combustíveis.
- 4 Relatório da investigação conduzida pelo agente regulado substituiu o Relatório Detalhado de Incidentes.
- 5 Ampliação do prazo para envio do relatório da investigação de 30 para 90 dias.

Para a implementação da Resolução ANP nº 882/2022, o conteúdo do [Manual de Comunicação de Incidentes](#) foi revisado. O novo documento integra os manuais para comunicação de incidentes de E&P, de infraestrutura e movimentação, de produção de combustíveis e biocombustíveis e de distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis.



O que mudou com o novo manual de comunicação de incidentes?

Regras

- ▶ Inclusão de **diagrama ilustrativo** com as regras para comunicação de incidentes;
- ▶ **Modificação nas orientações** para comunicação da instalação na qual ocorreu o incidente, **para poços, sistemas submarinos ou dutos terrestres**;
- ▶ **Inclusão de orientações para o cancelamento e postergação** de prazo para envio de **relatório de investigação**;
- ▶ **Transferência dos prazos** de comunicação de incidentes para a Resolução ANP nº 882/2022.

Tipologias

- ▶ **Unificação das tipologias de parada emergencial** de nível maior, intermediário e menor: **parada emergencial de planta de processo (Emergency Shutdown – ESD)**;
- ▶ Inclusão das seguintes tipologias: **surto de doença infectocontagiosa ou transmitida por alimentos; falha estrutural em tanque; abalroamento menor; incêndio menor e falha devido a ataque cibernético**;
- ▶ **Mudanças na classificação** das seguintes tipologias:
 - Vazamento maior e significativo de gás inflamável; vazamento de H₂S e **princípio de incêndio**: classificadas como **quase acidente**;
 - **Constatação de mancha de origem indeterminada**: classificada como **acidente**.

Definições

- ▶ **Exclusão de termos definidos nas resoluções da ANP** ou não utilizados no manual;
- ▶ Substituição do enquadramento de fluido hidráulico como “material de alto potencial de dano” por “**substância nociva ou perigosa**”, cuja definição foi alinhada a referências normativas;
- ▶ **Padronização das definições das tipologias comuns a mais de um segmento**, de forma geral, tendo como base a definição anteriormente praticada pela SSM no Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção;
- ▶ **Mudanças nas definições** das seguintes tipologias: falha estrutural em instalação *offshore*; queda no mar de equipamento ou material; interrupção não programada superior a 24 (vinte e quatro) horas; falha estrutural em sistema de coleta ou escoamento da produção; queda de objetos; homem ao mar; e quase acidente de alto potencial.

Sistema de Gestão da Segurança Operacional

Seguindo a [Agenda Regulatória 2022-2023](#), a SSM/ANP deu continuidade ao [processo de revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional](#). Após a realização de análises e estudos envolvendo temáticas como “[Incidentes em instalações terrestres](#)”, “[Modelo regulatório para instalações terrestres](#)” e “[Permissão para o início das operações](#)”, bem como sobre “[Fundamentos para resolução e regulamento técnico de segurança operacional](#)”, foi elaborado [Relatório de Análise de Impacto Regulatório](#).

A alternativa regulatória selecionada foi aquela que **consolida e atualiza as resoluções e seus cinco regulamentos técnicos de segurança operacional do setor de E&P (SGSO, SGI, RTDT, SGIP, SGSS) em uma única resolução e em um único regulamento anexo**, com o núcleo das práticas de gestão válido para qualquer tipo de instalação, deixando em apêndices requisitos específicos para o gerenciamento de integridade de poços, de dutos e de sistemas submarinos.



Participação social

A proposta de revisão e consolidação do arcabouço de segurança operacional considerou:

- ▶ Mais de 800 sugestões de operadores de contrato e de instalação, associações da indústria, sindicatos e especialistas, durante consulta prévia realizada em 2018;
- ▶ Contribuições de associações (AbesPetro, Abrisco e IBP) a partir de documentos, seminários e reuniões;
- ▶ Contribuições da indústria por meio de projetos (Projeto CARO) e durante os Workshops de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SOMA e SOMAT);
- ▶ Contribuições de outras superintendências da ANP;
- ▶ Contribuições recebidas nas consultas públicas que culminaram nas Resoluções ANP nº 851/2021 (fiscalização de segurança operacional) e nº 882/2022 (comunicação de incidentes).

Com a revisão e consolidação do arcabouço regulatório de segurança operacional, a ANP pretende:

- ▶ Uniformizar conceitos e definições entre resoluções e regulamentos técnicos;
- ▶ Preencher lacunas de requisitos das resoluções e regulamentos técnicos;
- ▶ Facilitar a operacionalização dos regulamentos técnicos;
- ▶ Possibilitar a execução de fiscalização que cubra diversos tipos de instalação;
- ▶ Induzir a priorização dos riscos operacionais no processo decisório.

Os esforços de simplificação administrativa resultaram na **proposição de 521 requisitos técnicos de segurança operacional no total (para instalações marítimas de perfuração e de produção, poços, sistemas submarinos, dutos terrestres e campos terrestres), em contraste com os 1624 dispostos no arcabouço regulatório atual.**

A Diretoria Colegiada da ANP aprovou a realização da [Consulta Pública nº 28/2022](#), iniciada em 21/12/2022, a qual será seguida de Audiência Pública.



Fique por dentro!

Participe da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional



Por decisão da Diretoria Colegiada da ANP, o período da consulta pública nº 28/2022 foi estendido e a audiência pública adiada, totalizando **5 meses (146 dias)** para a recepção de críticas, sugestões e contribuições da sociedade.

Novas datas



Consulta pública: **21/12/2022 a 24/04/2023.**

Audiência pública: **16/05/2023.**

Clique [aqui](#) para participar!

A ANP realizou *workshop* durante o período de consulta pública com partes interessadas, a fim de obter as primeiras impressões sobre a proposta de revisão regulatória, o qual pode ser visualizado [aqui](#).

2.2 Abordagens para fomento da segurança operacional

As abordagens para fomento da segurança operacional estão orientadas ao atendimento dos dois objetivos estratégicos estabelecidos no [Mapa Estratégico para o período de 2021 a 2024](#) da ANP que estão diretamente relacionados à segurança das operações.



2.2.1 Cooperações e parcerias

International Regulators Forum (IRF)

O que é?

Fórum composto por órgãos reguladores de saúde e segurança das atividades de E&P marítima de petróleo e gás natural de 11 países.

Qual o objetivo?

Compartilhar entre os participantes as experiências de suas atividades reguladoras e fiscalizatórias, além das eventuais preocupações com a segurança operacional e saúde dos trabalhadores a bordo de unidades marítimas de E&P.

A reunião anual do IRF ocorreu em Oslo entre 04 e 06/10/2022, tendo o órgão regulador da Noruega (PSA) como anfitrião. Os tópicos de discussão focaram na prevenção de danos na indústria *offshore* de petróleo e gás natural em todo o ciclo de vida do ativo, com destaque para: segurança física e psicológica do trabalhador; integridade de ativos por meio de um gerenciamento de manutenção eficaz; prevenção de eventos de perda de contenção; descomissionamento; e pandemia de Covid-19. Também foi um assunto recorrente a importância de uma atuação efetiva dos líderes da indústria na supervisão executiva para garantir que as expectativas regulatórias e das partes interessadas sejam atendidas. Os membros do IRF concordaram em expandir as discussões para a segurança da infraestrutura de energias renováveis offshore. Desse modo, questões relacionadas à transição energética também foram tratadas, como segurança energética, energias renováveis *offshore* e captura e armazenamento de carbono.

Atualmente o IRF trabalha com três desafios, conhecidos como [problem statements \(declaração de problema\)](#), sendo um deles coordenado pela SSM/ANP. Trata-se do desenvolvimento de iniciativas, por meio do engajamento da indústria, para reduzir os riscos das atividades. O IRF convida e instiga organizações relevantes do setor (por exemplo, IOGP⁸ e IADC⁹) para buscar soluções para os *problem statements* e, posteriormente, implementá-las.

⁸ The International Association of Oil & Gas Producers (Associação internacional de produtores de óleo e gás).

⁹ International Association of Drilling Contractors (Associação Internacional de empresas contratadas de perfuração).

Problem statements

1 Prevenção de incidentes de controle de poço

Objetivo: Fortalecimento de medidas preventivas de controle de poço, particularmente, na predição e monitoramento do gradiente de pressão e fratura (PP/FG).

Contato no IRF: NOPSEMA (Austrália).

Em julho de 2022, a IOGP publicou orientações sobre o papel do gradiente de pressão de poros e de fratura em incidentes de controle de poço no documento [IOGP Report 608 – Recommended practice for pore pressure and fracture gradient \(PPFG\) analysis for well design – construction, intervention, and abandonment](#), o qual objetiva definir linguagem comum entre especialistas, além de fornecer práticas recomendadas aplicáveis mundialmente para: (i) preparação de previsão de PPFG; (ii) definição e comunicação de riscos e incertezas associados; (iii) abordagens para monitoramento de PPFG em tempo real durante a construção; e (iv) intervenção e abandono de poços. O relatório publicado tem por objetivo a redução dos riscos e aprimoramento das salvaguardas quanto à prática de controle de poço, em alinhamento aos objetivos do *problem statement*.

2 Qualidade da investigação de incidentes e aprendizado com incidentes

Objetivo: Aperfeiçoamento das investigações e melhoria na incorporação das lições aprendidas.

Contato no IRF: ANP (Brasil).

Em 2022, foram estabelecidos grupos de trabalho para supervisão das atividades desenvolvidas pela IOGP e IADC. Estas associações implementaram uma agenda com as seguintes prioridades: (i) comunicação à indústria descrevendo o *problem statement* e as mudanças desejadas, para garantir a implementação das melhores práticas da indústria para investigação de acidentes; (ii) aproveitamento dos resultados do Subcomitê de Aviação da IOGP (helicópteros) e do Workshop de Desempenho Humano da IOGP, para aprimoramento da orientação sobre abordagem de fatores humanos nas investigações e para estabelecer uma taxonomia (esquema de classificação) única de fatores influenciadores do desempenho humano a ser utilizada pelos investigadores; (iii) realização de levantamentos na indústria a fim de estabelecer linha de base e obter informações sobre procedimentos atuais de investigação e aprendizado de lições; (iv) a partir dos resultados da pesquisa, identificação das melhores práticas de investigação. Para o ano de 2023, estão previstas: (i) medições qualitativas para avaliar a implementação de mudanças para investigação e aprendizagem; e (ii) determinação de escopo adicional baseado nos resultados do trabalho conduzido.

3 Digitalização

Objetivo: Redução dos riscos de sistemas automatizados com uma abordagem de design centrada no ser humano.

Contato no IRF: PSA (Noruega).

O *problem statement* de digitalização compreende a discussão sobre sistemas com alto nível de automação, ou sistemas cuja automação possui tarefas executadas por inteligência artificial. Neste escopo, também são discutidas quais as boas práticas adotadas pelas empresas para coletar os dados a serem utilizados para treinamento das máquinas, assim como para prover segurança cibernética para suas instalações. A publicação de práticas recomendadas para estas soluções inclui o gerenciamento de riscos quanto ao uso de inteligência artificial e *machine learning*, e incorporam também o conceito de projeto centrado nos humanos (*human centered design*). Para o ano de 2023, estão previstas ações que avaliem a consideração das melhores práticas internacionais nas diretrizes publicadas pela IOGP.

Memorando de cooperação com o PSA

O que é?

Cooperação formal firmada entre a ANP e a Petroleum Safety Authority of the Kingdom of Norway (PSA-Norway).

Qual o objetivo?

Discutir e trocar informações e experiências sobre temas de segurança operacional mutuamente relevantes e desafiadores, na busca pela redução dos riscos nas atividades de E&P.

A cooperação formal com o órgão norueguês iniciada em outubro de 2020, é uma fonte importante de subsídios para a SSM/ANP. Os temas de trabalho podem ter caráter técnico e regulatório, como aspectos e conceitos relevantes afetos a determinado tema, e caráter gerencial, como fluxos de trabalho ou estratégias utilizadas para solucionar determinado problema.

As boas práticas identificadas durante a execução do 1º plano de trabalho, finalizado em 2021, foram detalhadas no item 11.2 do [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#) e se referem aos seguintes temas:

Cessão de direitos



Registro de incidentes e de indicadores



Segurança cibernética



Envelhecimento e extensão de vida útil



Auditoria de sistemas submarinos



Em março de 2022, a SSM/ANP e o PSA realizaram o primeiro balanço referente a execução do 1º plano de trabalho. O aprendizado com a troca de experiências tem permitido repensar fluxos de trabalho e foi considerado na elaboração da revisão do arcabouço regulatório que se encontra na [Consulta Pública nº 28/2022](#). O PSA informou que recebeu orçamento específico a ser empregado na melhoria da investigação de incidentes e na utilização dos dados oriundos dessas investigações. Já a SSM/ANP destacou sua preocupação em relação aos desvios relacionados a elementos críticos de segurança, aos novos entrantes e a operação de novas unidades. Nesta ocasião foi manifestado o interesse em prosseguir com a cooperação entre os órgãos, tendo em vista os interesses comuns, e acordada a realização de um *workshop* presencial com o objetivo de avaliar os ganhos e aprimoramentos do primeiro ciclo.

O *workshop* foi realizado em Stavanger, Noruega, em setembro de 2022, e contou com participação das lideranças em segurança operacional da ANP e do PSA. Na ocasião, os temas tratados no 1º plano de trabalho, assim como aqueles abordados na reunião de março de 2022, foram revisitados e possíveis temas de interesse mútuos foram apresentados. Destaca-se a troca de experiências no que se refere a auditorias com foco na alta administração das empresas e a sua forma de realização. Vale destacar que a SSM/ANP vem desenvolvendo ações para aumentar o comprometimento da alta administração das empresas com a segurança operacional, seja em suas auditorias, seja por meio da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional em andamento.

Durante o *workshop* concluiu-se pela continuidade do memorando de cooperação e pelo estabelecimento de um novo plano de trabalho. O 2º plano de trabalho, em fase de elaboração, pretende aperfeiçoar discussões já iniciadas e estabelecer troca de informações e conhecimentos sobre novos temas, tais como:

- ▶ Integridade e abandono de poços;
- ▶ Aprendizados com estudos de caso e análise de desempenho;
- ▶ Métodos para coleta de dados (externos e internos) e *business intelligence*;

- ▶ Acompanhamento e avaliação de auditoria;
- ▶ Abordagens de fiscalização da segurança operacional de sistemas submarinos.

O novo plano de trabalho deverá abarcar o acompanhamento de auditorias *in loco*, uma em cada país, proporcionando uma melhor percepção das técnicas e métodos empregados por cada um dos reguladores. Espera-se que o segundo ciclo do termo de cooperação seja ainda mais produtivo e contribua para a melhoria da segurança operacional e da eficiência administrativa das instituições participantes.

Termo de Execução Descentralizada com a Marinha do Brasil

O que é?

Termo de execução descentralizada com a Marinha do Brasil para realização de perícias técnicas em unidades marítimas de perfuração, produção e armazenamento de petróleo e gás natural.

Qual o objetivo?

Racionalizar recursos públicos e aprimorar as práticas de segurança operacional.

Por meio do Termo de Execução Descentralizada (TED) nº 02/2018, firmado entre a ANP e a Diretoria de Portos e Costas (DPC) da Marinha do Brasil, inspetores navais lotados nas diversas Capitânicas dos Portos realizam perícias técnicas a bordo das instalações de perfuração, produção e armazenamento de petróleo e gás natural. Como resultado, para cada ação é emitida uma [Declaração de Conformidade para Operação de Plataformas](#), em nome da Marinha do Brasil e da ANP.

No ano de 2022 foram realizadas 1576 perícias técnicas em unidades marítimas de perfuração, produção e armazenamento de petróleo e gás natural. Nestas perícias, são verificados os sistemas de:

- ▶ Navegação;
- ▶ Comunicação;
- ▶ Salvatagem;
- ▶ Prevenção da poluição;
- ▶ Estabilidade, lastro e esgoto;
- ▶ Movimentação de carga;
- ▶ Propulsão;
- ▶ Amarração e ancoragem;
- ▶ Detecção, proteção e combate a incêndio;
- ▶ Geração de energia.

Operação Ouro Negro

O que é?

[Acordo de Cooperação Técnica](#) firmado pela ANP, Ministério Público do Trabalho (MPT), Marinha do Brasil, Ministério do Trabalho e Previdência, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa).

Qual o objetivo?

Fomentar o trabalho conjunto em ações de fiscalização das atividades de E&P de petróleo e gás natural nas águas jurisdicionais brasileiras.

Em 2022 a Ouro Negro atuou, principalmente, em ações relacionadas ao acompanhamento dos processos de transição do Plano de Desinvestimento da Petrobras. A ANP não participou de ações de fiscalizações no âmbito da Ouro Negro, mas compartilhou os relatórios de suas ações e outros documentos pertinentes para subsidiar a atuação das demais instituições.

Merece destaque a criação do Projeto Ouro Negro Regional – Bacia de Santos/SP. O objetivo do projeto é ampliar a capilaridade da Operação Ouro Negro a partir do estabelecimento de estratégias para assegurar a segurança das instalações e a saúde dos trabalhadores nas plataformas marítimas localizadas na Bacia de Santos.

Acordo de participação “Sureflex JIP – Joint Industry Project”

O que é?

Projeto de pesquisa industrial desenvolvido pela Wood Group UK Limited sobre gerenciamento de dutos flexíveis em sistemas submarinos, com a participação de diferentes setores da indústria, tais como operadores, fabricantes de equipamentos, certificadoras e agências reguladoras.

Qual o objetivo?

Reunir e compartilhar dados da indústria para apoiar as operações seguras e o gerenciamento de integridade de sistemas de dutos flexíveis.

O Brasil é hoje o país com a maior quantidade de dutos flexíveis submarinos em operação e o tema vem sendo objeto de atenção crescente da ANP, conforme reportado nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de 2020 e 2021.

“É percebido um **aumento no número de comunicados de incidentes do tipo “Falha estrutural em sistema de coleta ou escoamento da produção”** a partir de 2017. Um percentual de 66% desses incidentes corresponde a algum tipo de dano estrutural ao riser (ex. ruptura de armadura de tração, ruptura de capa externa). Porém, um terço das ocorrências correspondem ao colapso total do riser.”

“Em decorrência do **aumento do número de incidentes relacionados a risers nos últimos anos**, em 2021, foi realizada uma análise aprofundada dessas ocorrências, que mostrou um **estágio incipiente de maturidade dos sistemas de gestão de sistemas submarinos no Brasil, necessitando de melhorias.**”

Também merece destaque o [Alerta de Segurança 012 – ANP/SSM](#) que trata de incidentes em dutos flexíveis decorrentes de mecanismo de corrosão sob tensão por CO₂. Acidentes com *risers* também foram citados no painel do [X Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente \(X SOMA\)](#) sobre aprimoramento das investigações de incidentes, como uma das tipologias que tem trazido preocupação para Agência.

Por ser uma tecnologia mais recente que os dutos rígidos, ainda existe percepção de parte da indústria de que o emprego de dutos flexíveis tem mais riscos associados do que o uso de dutos rígidos convencionais. Essa percepção ocorre porque o duto flexível é uma estrutura complexa de multicamadas com uma grande variedade de possíveis mecanismos de falha. O projeto visa coletar e analisar novos dados de incidentes de usuários no mundo, assim como conhecer quais as novas tecnologias de inspeção e manutenção. A última coleta de dados ocorreu há 5 anos, quando foi observado um declínio das taxas de falha para *risers*, *flowlines* e *jumpers*, assim como a melhoria da taxa de perda de contenção em dutos flexíveis em relação aos dutos rígidos ao considerar incidentes por unidade instalada. Assim, o projeto de pesquisa industrial permite uma análise contínua dos dados após um aumento do uso destas estruturas.

Considerando o Sureflex JIP um projeto relevante, a presença da ANP foi formalizada em 2022 por meio de um acordo de participação. Deste então:



O que foi feito?

- ▶ Atualização de dados de falha e danos nos dutos flexíveis no Brasil.
- ▶ Apresentação dos resultados parciais das análises dos dados mundiais.
- ▶ Desenvolvimento dos fatores de ajuste de acordo com o inventário de dutos de cada operador de instalação.
- ▶ Reuniões remotas com pautas específicas¹⁰ para troca de informações entre fabricantes, prestadores de serviços de inspeção e manutenção, operadores dos dutos flexíveis, pesquisadores de novas tecnologias e órgãos reguladores de diversos países.

A partir da troca de dados e informações entre as partes envolvidas, a ANP se manterá atualizada sobre o tema, ampliando a sua aptidão para entregar uma regulação e uma fiscalização moderna e eficiente relacionada a dutos flexíveis. Com este projeto, a ANP espera poder comparar o desempenho dos operadores que operam no Brasil com aqueles que operam em outras regiões de mundo. Isto se dará através da atualização sobre a robustez e riscos de dutos flexíveis, novas orientações e boas práticas de gerenciamento de integridade de dutos flexíveis, acesso a banco de dados e estatísticas de danos e falhas.

¹⁰ Destaca-se discussões acerca do estado da arte da tecnologia para monitoramento, inspeção, reparo e manutenção de dutos flexíveis; apresentação de estudos de caso de incidentes pelos operadores dos dutos; e apresentações dos órgãos reguladores de cada país participante sobre a regulação e a fiscalização praticada em seus países: Austrália (NOPSEMA), Brasil (ANP), Noruega (PSA) e Reino Unido (HSE).

2.2.2 Projetos integrados com a indústria

Projeto “Indicadores de Desempenho de Segurança Operacional”

O que é?

Projeto desenvolvido de forma colaborativa entre a ANP, IBP e ABESPetro para promover a troca de experiência entre os Operadores sobre o gerenciamento de elementos críticos de segurança operacional.

Qual o objetivo?

Prevenir grandes acidentes, melhorar a confiabilidade das atividades de E&P de petróleo e gás natural e comunicar os resultados de desempenho operacional.

Conforme reportado nos últimos Relatórios Anuais de Segurança Operacional, há uma recorrência de desvios relacionados a elementos críticos, especialmente às válvulas de *shutdown* (SDV), ao sistema de dilúvio, ao sistema de drenagem e ao sistema de contenção primária. Em decorrência das constatações de fiscalização, a SSM/ANP indicou para a indústria os seguintes desafios:

Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção.

Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.

Desde 2019 a ANP tem disseminado as constatações das auditorias temáticas, nas quais a fiscalização foca no gerenciamento de um elemento crítico de segurança operacional. Nesta abordagem de auditoria, a ANP concede ao Operador a oportunidade de realizar um autodiagnóstico previamente à ação de fiscalização. A partir da abordagem educativa, focada e da divulgação ativa dos resultados, havia uma expectativa da ANP de que os desvios sistemáticos se tornassem pontuais. No entanto, durante a verificação de saneamento de não conformidades, observou-se que os desafios relacionados ao gerenciamento de elementos críticos permanecem.

Sendo assim, no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#), a ANP indicou a necessidade de se estabelecer indicadores de desempenho para avaliar os elementos críticos de segurança operacional, de modo que a realidade operacional seja monitorada e discutida pela alta administração dos Operadores, a fim de mitigar os riscos de acidentes graves e evitar as consequências regulatórias, como a aplicação de penalidades e interdições. Neste contexto, em 2022, a ANP convidou a ABESPetro e o IBP para desenvolver o projeto “Indicadores de Desempenho de Segurança Operacional”, com foco nos elementos críticos de maior preocupação do regulador.

*“Uma reflexão deve ser realizada sobre o **estabelecimento de indicadores** que sejam capazes de **demonstrar a realidade operacional**, a fim de garantir que os riscos estejam gerenciados, com a **aplicação dos recursos adequados** a cada situação.”*

*“A utilização de indicadores é fundamental para **prevenir grandes acidentes**, para melhorar a **confiabilidade das atividades** e para **comunicar os resultados de desempenho**.”*

Resultados esperados



Nivelamento do conhecimento

Melhores práticas de segurança operacional



Identificação de *gaps*

Melhoria dos sistemas de gestão



Evidência de bom desempenho

Redução do número de não conformidades críticas

Ausência de grandes acidentes

Dados preventivos indicando tendência de melhoria

Para alcançar esses resultados, o projeto foi estruturado de forma que os Operadores pudessem compartilhar entre si os indicadores em uso para monitorar a realidade operacional dos elementos críticos de segurança operacional. Para tanto, um formulário foi construído para que as informações fossem compartilhadas de maneira padronizada e servissem de insumo para a realização de um *workshop*. O painel dinâmico [“Projeto Indicadores de Segurança Operacional”](#) apresenta o resultado desta fase.

Em 26/10/2022 foi realizado o *workshop* do projeto, no qual as empresas puderam discutir seus procedimentos, ganhando inspiração sobre como poderiam aprimorar seus sistemas de gestão. Inicialmente, instituições internacionais (API e IOGP) e nacionais (Abrisco) apresentaram exemplos de diretrizes e práticas relacionadas à verificação de elementos críticos de segurança operacional e ao estabelecimento de indicadores de segurança de processo. Em seguida, a ANP moderou a troca de experiências entre os participantes, com base nas informações compartilhadas, em especial, nas diferenças evidentes quanto a forma de monitoramento ou de implementação. Por fim, a Petrobras, a SBM, a Shell e a Trident apresentaram suas percepções sobre o tema, explicando a governança corporativa em relação ao estabelecimento de indicadores de desempenho. Nessa oportunidade, a ANP reforçou o que foi destacado por representante da ANP no painel do X SOMA sobre comprometimento e proatividade objetiva da liderança: **“os indicadores devem ser usados pela alta liderança para avaliação do cenário da instalação, garantindo que os riscos operacionais sejam considerados na tomada de decisão”**.

Como planejamento, a ANP/SSM pretende revisar o conjunto de [dados preventivos](#) que recebe anualmente dos Operadores, de modo a considerar dados específicos sobre o desempenho no gerenciamento de elementos críticos de segurança operacional.

Guia de Boas Práticas de Auditorias Internas de SGSO

O que é?

Guia contendo trilhas para a realização de auditorias de SGSO, elaborado conjuntamente pela ANP, ABESPetro, IBP e IADC.











Qual o objetivo?

Melhorar a eficácia das auditorias internas de SGSO realizadas pelos Operadores de instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural.

Em 04/10/2022 ocorreu o lançamento do [Guia de Boas Práticas de Auditorias Internas de SGSO](#). O documento é fruto do *workshop* realizado pela ANP, no período de 16 a 19/08/2021, em parceria com a Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (ABESPetro), com a *International Association of Drilling Contractors* (IADC) e com o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O *workshop* realizado

totalmente na modalidade remota contou com a participação ativa de cerca de 120 profissionais que se dividiram em grupos que identificaram possíveis trilhas de auditoria para as práticas de gestão do SGO ([Resolução ANP nº 43/2007](#)).

Durante o lançamento, os profissionais que participaram da elaboração do Guia apresentaram os principais aspectos das trilhas de auditorias que foram criadas para as seguintes práticas de gestão do SGO:

	PG 1 – Cultura de segurança, compromisso e responsabilidade gerencial
	PG 2 – Envolvimento do pessoal
	PG 4 – Ambiente de trabalho e fatores humanos
	PG 6 – Monitoramento e melhoria contínua do desempenho
	PG 7 – Auditorias
	PG 9 – Investigação de incidentes
	PG 11 – Elementos críticos de segurança operacional
	PG 12 – Identificação e análise de riscos, com foco em estudos qualitativos e quantitativos e com abordagem específica para sondas
	PG 13 – Integridade mecânica, com abordagem para BOP, contenção primária, sistemas críticos e equipamentos rotativos
	PG 16 – Gerenciamento de mudanças

A construção do Guia foi motivada pela constatação da ANP de que ao longo dos mais de dez anos de aplicação da Resolução ANP nº 43/2007 e do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), determinadas auditorias internas ainda apresentam: (i) resultados aquém do esperado; (ii) escopo e equipe não condizentes; (iii) “achados” pouco expressivos; (iv) baixa qualidade dos relatórios; e (v) escopo e tempo não compatíveis. O histórico desse projeto com abordagem integrada para a segurança operacional pode ser consultado no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#).

A expectativa da ANP é que os aspectos que motivaram a criação do projeto sejam eliminados. Espera-se que o guia seja um fomento à melhoria da qualidade das auditorias internas, aumentando a capacidade de identificação e tratamento de desvios, independentemente da atuação da Agência, resultando uma diminuição dos riscos das atividades e dos índices de não conformidades críticas.

Projeto LabTank

O que é?

Iniciativa de médio prazo estabelecida pela ANP e com parceria voluntária de integrantes de operadoras e classificadoras, da Marinha do Brasil, do *Center for Chemical Process Safety* (CCPS) e do LabRisco-USP.

Qual o objetivo?

Prevenir a recorrência de acidentes provenientes de falhas em sistemas navais.

O Projeto LabTank foi criado em 2020, em decorrência da criticidade dos incidentes relacionados a falhas de contenção e isolamento em tanques de carga, em especial em unidades do tipo FPSO, que continuaram ocorrendo em 2022 (item 5.4). Sua principal meta é a identificação de melhorias no processo de gerenciamento de riscos e da integridade desses sistemas, possibilitando a alocação mais eficiente de recursos para a identificação, eliminação, redução e controle dos riscos relacionados ao casco estrutural.

Resultados esperados



Elaboração de um diagnóstico de oportunidades de melhoria quanto às barreiras relacionadas aos cenários de falha



Disseminação de melhores práticas da indústria



Adoção de medidas de gestão de integridade baseada em riscos



Aumento do engajamento dos *stakeholders* na adoção e manutenção das medidas preventivas e mitigadoras identificadas

As discussões conduzidas por três grupos de profissionais com notória experiência no setor, realizadas em 2021 e 2022, estão em fase de compilação em um único documento com publicação prevista para 2023, o qual apresentará recomendações para:

- ▶ Operação de instalações flutuantes de petróleo e gás (FPSOs/FSOs), de forma que os tanques estruturais sejam mantidos em boas condições, prevenindo ou minimizando as condições para a ocorrência de mecanismos de degradação.
- ▶ Avaliação de mudanças na operação de compartimentos, frente às bases do projeto, evitando o aumento do risco com o armazenamento de fluidos não previstos inicialmente.
- ▶ Realização de inspeção em tanques de carga, lastro, tanques de sobras (*slops*), e em compartimentos vazios (*void spaces*).

A expectativa da ANP é que os resultados do projeto auxiliem os processos decisórios das Operadoras, desde a fase de projeto do FPSO até o descomissionamento, no sentido de evitar a ocorrência de falhas estruturais por mecanismos de degradação operacionais e por deficiência de projeto já conhecidos, e, conseqüentemente, contribua para a redução de danos ao meio ambiente, aos ativos e à reputação da indústria.

2.2.3 Workshops de Segurança Operacional e Meio Ambiente

X SOMA

O [X Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente \(X SOMA\)](#) ocorreu em 26/09/2022, durante a Rio Oil and Gas e com transmissão ao vivo pelo [YouTube](#). A abertura do *workshop* foi realizada pelo Diretor-geral da ANP, com participação de diretores da Agência. O Diretor-geral destacou a importância do SOMA e da atuação da ANP como catalizadora do aprimoramento da segurança operacional.

O tema técnico de abertura foi “confiança e seus impactos na cultura de segurança”, cujo debate contou com a participação da professora PhD Carmen Migueles. Na ocasião, o superintendente da SSM destacou que as informações e a comunicação entre o agente regulado e o regulador precisam ser confiáveis. **“A confiança permite que a ANP disponha de um regulamento menos prescritivo em relação às inovações tecnológicas.”**



Uma avaliação dos 15 anos do regulamento técnico do SSGSO foi realizada pela consultora Solange Guedes, ex-diretora de E&P na Petrobras. **“A ANP conseguiu um equilíbrio: manter um regulamento consistente ao longo dos anos sem abrir mão da sua independência e do seu papel de regulador, mas sempre ouvindo a indústria.”**

A temática de fatores humanos, considerada como uma das novas fronteiras da regulação, também foi abordada no X SOMA. Na ocasião, a Coordenadora de Fatores Humanos da SSM/ANP apresentou a expectativa da Agência em relação ao assunto e as adaptações previstas para o novo regulamento técnico. **“A expectativa do órgão regulador é que a indústria siga o que já está consolidado nos guias sobre fatores humanos.”**

Os debates com a indústria tiveram como foco os quatro desafios para um futuro seguro e sustentável apresentados no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#). Com a participação de dois representantes da indústria e de um servidor da SSM/ANP em cada painel, foi realizada uma ampla discussão sobre cada um dos temas.



Comprometimento e proatividade objetiva da liderança

“Para alguns casos em que foram elaborados bons autodiagnósticos, não havia uma disponibilização de recursos adequada para que as ações fossem implementadas em prazos compatíveis com o risco.”

“Como podemos combater o desafio? Comprometimento, integração e disciplina operacional.”

Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas

“Nos relatórios de investigação ainda são observadas como causas ‘falha no equipamento’. Não há um aprofundamento para tentar entender o que ocasionou a falha no equipamento (ausência de manutenção, falha de projeto, falha na operação). Com isso, a ação após a investigação fica restrita a substituição/reparo do equipamento, não sendo capaz de tratar a causa no sistema de gestão.”

Disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos

“Há uma **dificuldade sistêmica** do mercado – empresas pequenas e grandes e independentemente do porte financeiro – em gerenciar os elementos críticos.”

“Importante a troca de informações não somente entre o regulador e o regulado, mas também entre os regulados. A ANP possui um painel que apresenta diversas informações e, além disso, as informações sobre as auditorias são públicas. **Elas são insumos para que os Operadores incluam em seus processos de melhoria contínua.**”

Risco de carbono na tomada de decisão de projetos

“Há um apetite muito grande, de todo tipo de empresa, para trilhar o caminho de adoção das melhores tecnologias disponíveis e para operar de uma forma mais sustentável. **Olhar para cenários futuros é enxergar o risco carbono na indústria do petróleo.**”

“Em relação à competitividade do mercado, há um consenso considerável de que há **diferenciação no petróleo de acordo com a intensidade de emissão por barril produzido**. Também há consenso de que a externalidade negativa será internalizada no preço do petróleo.”

O SOMA é uma das formas da ANP estimular a melhoria contínua da indústria. Conforme fala de encerramento do X SOMA, há outras configurações que devem ser constantemente utilizadas.

“O aprendizado precisa ser amplo: a partir dos dados dos painéis dinâmicos, dos relatórios, da divulgação de informações entre as empresas, de workshops colaborativos, das notas técnicas que apresentam a visão do regulador relacionada a determinado aspecto de gerenciamento de segurança. Com isso, vamos atingir uma indústria cada vez mais segura.”

VI SOMAT

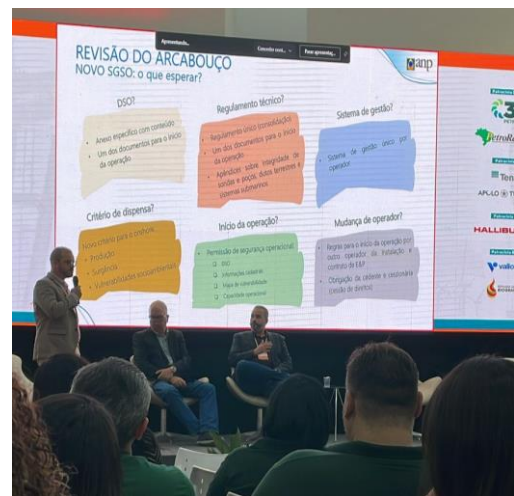
O [VI Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente Terrestre \(SOMAT\)](#) ocorreu em 06/07/2022 durante a Mossoró Oil & Gas Expo e com transmissão ao vivo pelo [YouTube](#).

Com foco no ambiente terrestre, o evento apresentou as expectativas da ANP em relação à segurança operacional, enfatizando a importância da comunicação de incidentes, da elaboração de estudos de riscos e de planos de emergência e de um gerenciamento adequado da integridade de poços e de barreiras.

Também houve ampla discussão sobre o novo arcabouço regulatório de segurança operacional, o processo de cessão de direitos e a geração de oportunidades na fase de descomissionamento.

“Problemas com transferência de dados entre cedente e cessionária, incluindo transferência tardia, bem como restrições de acesso às instalações, prejudicam a fase de *due diligence* e a realização de um inventariado completo, impactando na gestão dos riscos. Sem conhecer bem os ativos, não se conhecem os riscos.”

“Não conhecer os riscos de uma maneira adequada, permite uma má alocação de recursos para gerenciá-los.”



2.2.4 Participação em eventos

Rio Oil and Gas

A Rio Oil and Gas foi realizada de 26 a 29/09/2022 e contou com uma ampla presença de servidores da SSM/ANP. Houve apresentação no *stand* da Agência sobre transição energética e sobre a retrospectiva do X SOMA, evento que ocorreu paralelamente a Rio Oil and Gas. Na arena ESG a SSM realizou uma apresentação no painel “*The Challenge of Eliminating Methane Emissions from the O&G Industry*” e moderou o painel “Iniciativas do IBP e da ABRISCO relacionadas a indicadores proativos de segurança de processo e portal de QSMS para fornecedores de bens e serviços”.



Também merece destaque a produção de trabalhos técnicos por servidores sobre descomissionamento de instalações e descarbonização.

Trabalhos técnicos



A importância das informações para o planejamento do descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural no Brasil ([artigo](#) e [apresentação](#))

A responsabilidade social no contexto da indústria de óleo e gás – As lições do descomissionamento *offshore* ([artigo](#) e [apresentação](#))

Adoção das melhores práticas nos projetos de descomissionamento de instalações marítimas no Brasil ([artigo](#) e [apresentação](#))

Ensaio regulatório voltados à descarbonização no setor de E&P no Brasil ([artigo](#) e [apresentação](#))

ONS Exhibition 2022

A ONS 2022 ocorreu entre os dias 29 de agosto e 1º de setembro, em Stavanger, Noruega. Servidores da SSM participaram da conferência e tiveram a oportunidade de conversar com exibidores, órgãos reguladores e de assistir apresentações que discutiram, entre outros, temas relacionados à segurança operacional e sustentabilidade:

- ▶ Projetos e regulação de CCS (captura e armazenamento de carbono) na Noruega;
- ▶ Financiamento de projetos de óleo e gás e de energias renováveis durante a transição energética;
- ▶ Padronização no estabelecimento de metas de emissões de gases de efeito estufa e comparação de desempenho;
- ▶ Tecnologias de monitoramento de integridade de poços;
- ▶ Métodos de verificação de elementos críticos de segurança operacional;
- ▶ Implementação de operação autônoma.

Durante o “ONS Safety Lunch: Ocean of trust”, o superintendente da SSM foi convidado a realizar um discurso sobre a perspectiva brasileira da relação entre segurança e confiança.

“I sincerely hope that by building trust, we will be able to navigate the challenges that are ahead of us. And our most significant challenge is us, our industry, our environment, our people, not having to deal with a major accident, never again.”

XXII Congresso Brasileiro de Ergonomia da Abergó

Organizado pela Associação Brasileira de Ergonomia - Abergó, o congresso ocorreu entre os dias 22 e 25 de novembro de 2022, em São José dos Campos, São Paulo. A Coordenadora de Fatores Humanos da SSM/ANP participou presencialmente com o intuito de verificar:

- ▶ As boas práticas de fatores humanos praticadas por outros setores da indústria;
- ▶ Como os integrantes da Abergó associam o termo fatores humanos ao termo ergonomia;
- ▶ Como é possível integrar os conceitos de ergonomia, mais ligados à saúde do trabalhador, aos conceitos de risco presentes no regime de segurança operacional da ANP.

A coordenadora também comunicou o resultado do trabalho da Coordenação de Fiscalização da SSM/ANP por meio da apresentação do artigo "[Fatores humanos e ergonomia na regulação de plataformas de óleo e gás no Brasil](#)".

SEÇÃO 3

AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

3.1 Aspectos gerais

3.2 Não conformidades críticas e medidas cautelares

3.2.1 Interdições de instalações *offshore*

3.2.2 Interdição de instalações *onshore*

3.3 Auditorias regulares e de verificação de não conformidades

3.4 Auditorias para verificação de atendimento às recomendações de incidentes

3.5 Auditorias de cessão de direitos

3.6 Auditorias pré-operacionais

3.7 Fatores Humanos

A 3ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta os resultados das ações de fiscalização realizadas no âmbito da segurança operacional.

São apresentadas informações sobre as não conformidades críticas e as medidas cautelares, além de destacados os principais problemas identificados em auditorias regulares, para verificação de recomendação de incidentes, de cessão de direitos e pré-operacionais. Por fim, são consolidados os resultados das auditorias realizadas com foco em fatores humanos.

3.1 Aspectos gerais

Aspectos regulamentares

A fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P no Brasil possui caráter preventivo e é executada por meio de auditorias que avaliam – de acordo com o procedimento da [Resolução ANP nº 851/2021](#) – a eficácia do sistema de gestão da segurança operacional com base nos respectivos regulamentos técnicos afetos às instalações e ambientes nos quais se inserem (Figura 1).

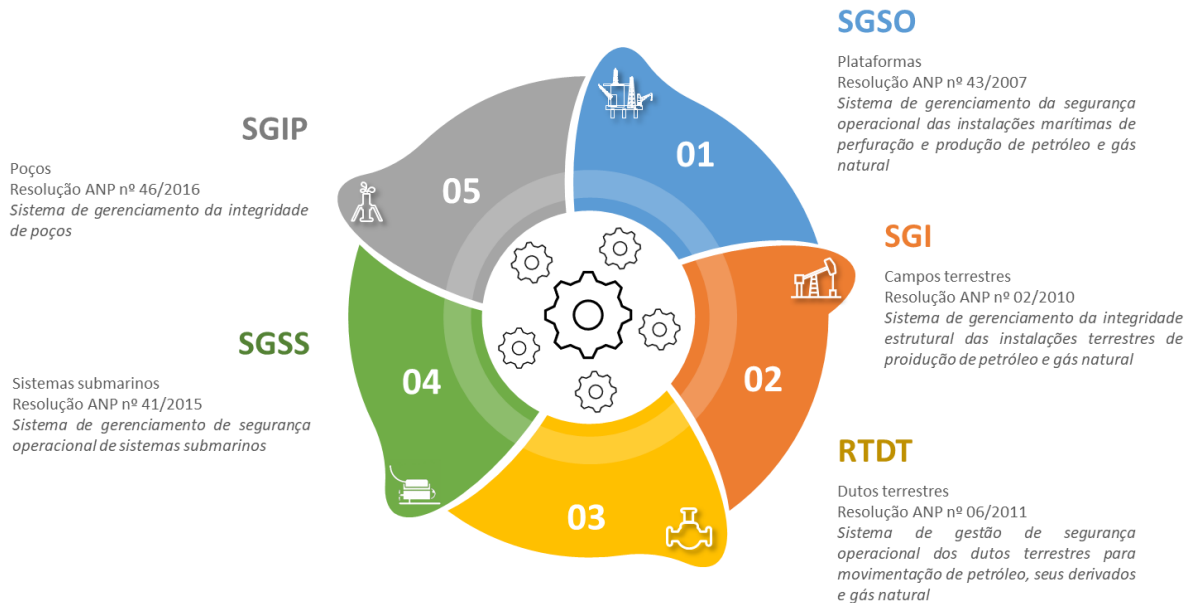


Figura 1. Regulamentos técnicos de segurança operacional.

Em 2022, os efeitos da Resolução ANP nº 851/2021 passaram a ser percebidos com maior nitidez nas ações de fiscalização. Houve uma redução do ônus regulatório em razão da desobrigação do encaminhamento do plano de ação para o saneamento de não conformidades, bem como do relatório de saneamento das não conformidades. No ano, foram instaurados 58 processos administrativos sancionatórios, sendo que 22 (38%) contêm infrações relacionadas ao não saneamento das não conformidades dentro do prazo. **Ainda que não haja necessidade de enviar à ANP o relatório de saneamento das não conformidades, o Operador deve, obrigatoriamente, saná-las no prazo estabelecido na Resolução ANP nº 851/2021.**

Ainda em relação ao procedimento previsto pela Resolução ANP nº 851/2020, conforme parágrafo único do art. 3º, ao verificar durante a ação de fiscalização a possibilidade de uma determinada não conformidade ocorrer em outras instalações do mesmo Operador, a ANP poderá notificá-lo a implementar as ações de identificação e saneamento de não conformidade naquelas instalações. Sendo o Operador responsável e conhecedor dos seus ativos, esta ação permite que os possíveis desvios sejam detectados antecipadamente e, conseqüentemente, tratados previamente à ação de fiscalização da Agência.

Em 2022, a [interdição do Polo Carmópolis](#), à época operado pela Petrobras, motivou notificação para implementação de ações de identificação e saneamento de não conformidades similares em outras instalações do mesmo agente regulado, em especial àquelas integrantes de polos em processo de cessão de direitos: [Bahia Terra](#), [Norte Capixaba](#) e [Potiguar](#).

Resultados gerais de fiscalização

Em 2022, foram realizadas 47 ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P (Gráfico 7), em 82 instalações.

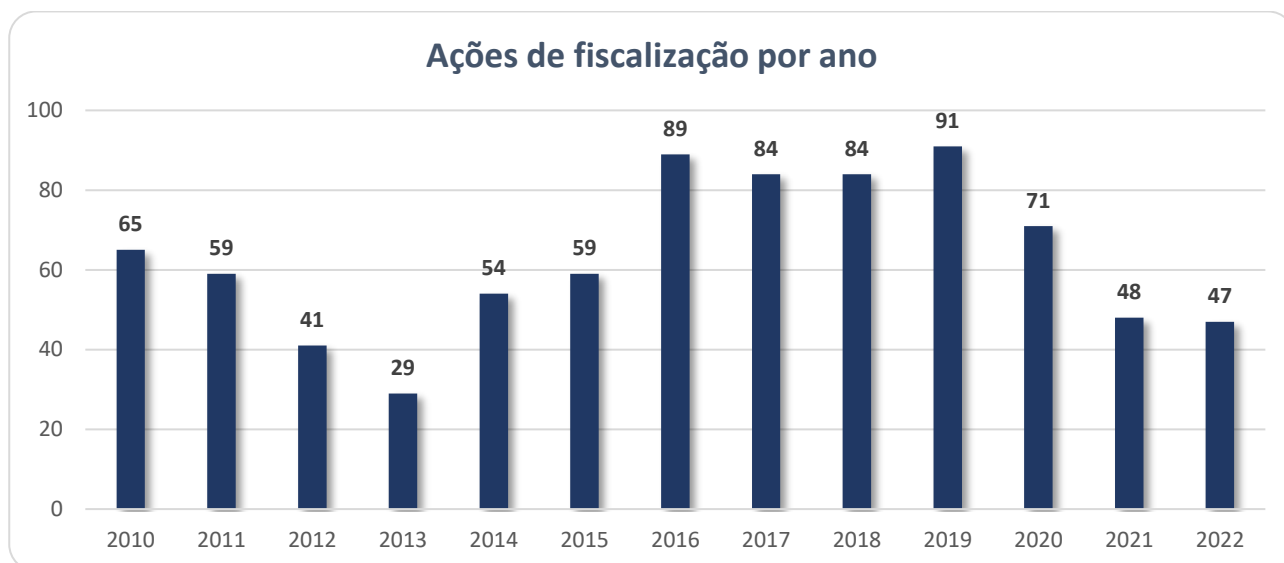


Gráfico 7. Ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P por ano.

Após a pandemia de Covid-19, as auditorias voltaram a ser realizadas *in loco*, com exceção das auditorias de verificação de não conformidades (*follow up*) e das auditorias específicas para a verificação do requisito 10.5.3.3 do regulamento técnico do [SGIP](#). No ano de 2022, o escopo das fiscalizações englobou quatro tipologias: (i) regulares e de verificação de não conformidades; (ii) verificação de atendimento às [recomendações de incidentes](#); (iii) cessão de direitos; e (iv) pré-operacionais.

A Tabela 2 apresenta o resumo das informações relacionadas às auditorias realizadas em 2022, **destacando as executadas em plataformas, sondas e campos terrestres**. Ressalta-se que uma única ação de fiscalização pode englobar múltiplas instalações/ativos.

Tabela 2. Resumo de auditorias de segurança operacional em 2022.

47 auditorias de segurança operacional em 2022	
Auditorias offshore	Auditorias onshore
38	9

Auditorias em plataformas de produção marítimas

Em 2022 foram realizadas **28 auditorias** em plataformas de produção marítimas, englobando **26 instalações**.

Distribuição por Operador do Contrato

	Operador do Contrato	Instalações em 2022	Instalações auditadas em 2022	Taxa de cobertura do operador
1	Enauta	1	0	0%
2	Equinor	4	1	25%
3	Karoon	1	0	0%
4	Perenco	7	2	28%
5	Petrobras	128	20	16%
6	PetroRio	3	0	0%
7	Shell	2	1	50%
8	SPE 3R Petroleum	11	0	0%
9	Total	1	0	0%
10	Trident	4	2	50%
	Quantitativo total	162	26	16%

Distribuição por Operador da Instalação

	Operador da Instalação	Instalações em 2022	Instalações auditadas em 2022	Taxa de cobertura do operador
1	OOG TK	6	1	17%
2	Enauta	1	0	0%
3	BW	1	0	0%
4	Equinor	4	1	25%
5	Modec	11	1	9%
6	Perenco	7	2	28%
7	Petrobras	112	16	14%
8	PetroRio	3	0	0%
9	Saipem	1	1	100%
10	SBM	6	2	33%
11	SPE 3R Petroleum	4	0	0%
12	Trident	4	2	50%
13	Shell	2	0	0%
	Quantitativo total	162	26	16%

Auditorias em sondas marítimas

Em 2022 foram realizadas **4 auditorias** em sondas marítimas, englobando **4 instalações**.

Distribuição por Operador do Contrato

	Operador do Contrato	Instalações em 2022	Instalações auditadas em 2022	Taxa de cobertura do operador
1	Enauta	1	1	100%
2	Equinor	1	0	0%
3	Exxon	1	0	0%
4	Petrobras	24	0	0%
5	PetroRio	2	0	0%
6	Shell	1	1	100%
7	Total	1	1	100%
8	Trident	1	0	0%
9	Karoon	1	1	100%
	Quantitativo total	33	4	12%

Distribuição por Operador da Instalação

	Operador da Instalação	Instalações em 2022	Instalações auditadas em 2022	Taxa de cobertura do operador
1	Brasdrill	1	0	0%
2	Constellation	8	1	12%
3	Etesco	1	0	0%
4	Helix	2	0	0%
5	Maersk Driller	1	1	100%
6	Ocyan	6	0	0%
7	PetroRio	1	0	0%
8	Petroserv (Ventura)	2	0	0%
9	Seadrill	6	1	17%
10	Transocean	3	0	0%
11	Valaris (Ensco)	2	1	50%
	Quantitativo total	33	4	12%

Auditorias em campos terrestres

Em 2022 foram realizadas **5 auditorias** em campos terrestres, englobando **44 campos**.

Distribuição por Operador do Contrato e por Operador da Instalação

	Operador do Contrato	Campos em 2022	Campos auditados em 2022	Taxa de cobertura do operador
1	Alvopetro	1	0	0%
2	Carmo Energy	7	0	0%
3	Barra Bonita	1	0	0%
4	Energizzi	1	0	0%
5	Eneva	8	0	0%
6	Imetame	9	0	0%
7	Karavan Seacrest	6	0	0%
8	Mandacaru Energia	1	0	0%
9	Nion Energia S.A	1	0	0%
10	Nova Petróleo	3	0	0%
11	Origem Energia	10	0	0%
12	Parana Xisto	1	0	0%
13	Petroborn	1	0	0%
14	Petrobras	65	43	66%
15	Petrom	1	0	0%
16	Petrorecôncavo	8	0	0%
17	Petrosynergy	9	0	0%
18	Phoenix	1	0	0%
19	Potiguar	25	0	0%
20	Recôncavo	1	0	0%
21	SPSE Tieta LTDA	2	0	0%
22	Slim Drilling	1	0	0%
23	SPE Miranga	7	0	0%
24	Vipetro	1	0	0%
25	NTF Óleo & Gás	1	1	100%
26	SPE 3R Petroleum	35	0	0%
	Quantitativo total	207	44	21%

OBS: Em 2022, não houve diferença entre os Operadores de Contrato e os Operadores de Instalação.

3.2 Não conformidades críticas e medidas cautelares

No ano de 2022, a SSM/ANP emitiu 21 não conformidades críticas em auditorias de segurança operacional, sendo 10 no ambiente *offshore* e 11 no ambiente *onshore*. Essas não conformidades representam um índice de criticidade – relação entre o número de não conformidades críticas e o número total de não conformidades emitidas – igual a 9% (Gráfico 8).

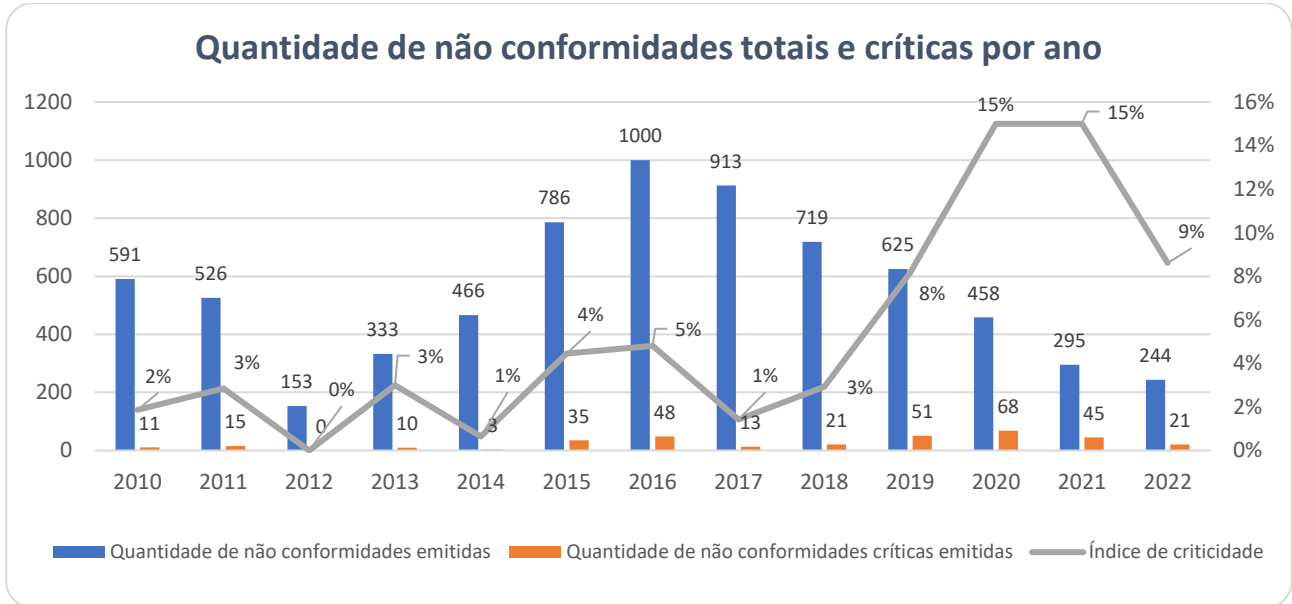


Gráfico 8. Não conformidades totais e críticas emitidas por ano.

A Tabela 3 apresenta as instalações que receberam não conformidades críticas e/ou medidas cautelares, identificando as que foram interditadas, em 2022. Ressalta-se que para uma mesma instalação pode ser identificada mais de uma não conformidade crítica durante a ação de fiscalização, o que, no entanto, resulta em apenas uma interdição.



Você sabia?

Uma não conformidade crítica pode ocasionar:

- ▶ Interdição total, quando envolve a parada da unidade como um todo;
- ▶ Interdição parcial, quando envolve a parada de um sistema, subsistema, equipamento ou procedimento;
- ▶ Manutenção das operações, não havendo interdição, quando o Operador adota, durante a ação de fiscalização, providências capazes de cessar a situação de risco grave e iminente (parágrafo único, art. 5º da Resolução ANP nº 851/2021), não afastando a lavratura do auto de infração.

Tabela 3. Não conformidades críticas e medidas cautelares por instalação, em 2022.

Unidade	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Tipo de interdição	Interdição	Desinterdição
Petrobras 20	Petrobras	Petrobras	Total	04/09/2020	25/02/2022
FPSO Espírito Santo	Shell	SBM Offshore	Total	08/04/2022	30/06/2022
Polo Carmópolis	Petrobras	Petrobras	Total	12/05/2022	03/11/2022
FPSO Cidade de Vitória	Petrobras	SAIPEM	Total	06/06/2022	-
Polo Bahia Terra	Petrobras	Petrobras	Total	10/12/2022	-
FPSO Pioneiro de Libra	Petrobras	OOG-TK	Parcial	03/06/2022	23/06/2022
Petrobras 31	Petrobras	Petrobras	Não conformidade crítica, com manutenção das operações		
Petrobras 54	Petrobras	Petrobras	Não conformidade crítica, com manutenção das operações		
Plataforma de Pampo 1	Trident Energy	Trident Energy	Não conformidade crítica, com manutenção das operações		
Petrobras 50	Petrobras	Petrobras	Não conformidade crítica, com manutenção das operações		
Petrobras 52	Petrobras	Petrobras	Não conformidade crítica, com manutenção das operações		

Do total de desvios que geraram não conformidades críticas em 2022, 36% e 16% estão associados, respectivamente, a falha em resposta a emergências e em procedimentos críticos, evidenciando deficiência sistêmica dos sistemas de gerenciamento dos Operadores (Gráfico 9). A recorrência de não conformidades relacionadas a elementos críticos de segurança operacional motivou a elaboração da [Nota Técnica nº 4/2022/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ](#), que apresenta orientações sobre a verificação de elementos críticos de segurança operacional.

**Gráfico 9. Desvios em elementos críticos que geraram não conformidades críticas em 2022.**

Dentre os desvios críticos sistêmicos identificados em 2022, destacam-se a ausência de implementação das recomendações de estudos de riscos, bem como falha na avaliação dos impactos dos riscos em diversas análises. Foram detectadas falhas em procedimentos para inspeção, teste e manutenção de determinados sistemas, com a **ausência de monitoramento adequado do resultado das inspeções (especialmente em tubulações de fluidos perigosos e do sistema de combate a incêndio)**. Desse modo, observa-se que, para além das deficiências na implementação de ações de melhoria contínua identificadas em auditorias internas, os Operadores estão falhando em dar continuidade a implementação de medidas de controle de risco, sejam elas recomendações de análises de risco ou de manutenção, teste e inspeção da instalação.

A respeito do preparo para resposta a emergências, **foram evidenciados casos de ausência de capacidade de resposta a grandes emergências**, tais como:

- ▶ Inexistência de plano de resposta a emergências válido;
- ▶ Inexistência de estratégias e de recursos para combater cada cenário acidental identificado; e
- ▶ Em instalações terrestres, sistemas de combate a incêndio que não atendem às normas vigentes, degradados e/ou com contingências inadequadas.

No que tange à contenção primária, os desvios relacionados à integridade de tubulações decorreram por ausência de garantia da qualidade dos reparos temporários de tubulações, principalmente por não seguirem as melhores práticas de engenharia (ASME PCC-2 e ISO 24817, por exemplo). Ainda sobre os reparos temporários, em muitos casos foi verificado que estes não possuíam a mesma resistência ao fogo que a tubulação original. Ademais, houve casos em que foi evidenciado que as recomendações de inspeção de tubulações não estavam sendo monitoradas (estavam vencidas), chegando a casos extremos em que sistemas inteiros jamais tinham sido inspecionados ao longo da vida produtiva da unidade.

Assim, embora tenha havido um aprimoramento na gestão das *shutdown valves* (SDVs) por parte de alguns operadores, ainda é possível observar grande dificuldade da indústria no gerenciamento e na garantia da disponibilidade dos elementos críticos. Portanto, mantém-se o desafio que vem sendo apresentado nos relatórios anuais de segurança operacional em relação à disponibilidade e integridade de elementos críticos, de modo a não haver acidentes de perda de contenção primária.



Desafio #2022.1: Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção.

Uma expectativa da SSM/ANP é que o aprimoramento da execução das auditorias internas e da implementação de planos de ação, desafio publicado no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020](#), traga consequências positivas para o gerenciamento da disponibilidade e integridade dos elementos críticos. A partir dos resultados do *workshop* de auditoria interna (item 0) que culminou no [Guia de Boas Práticas de Auditorias Internas de SGSO](#), a ANP tem observado – nas auditorias pré-operacionais – ganho de qualidade das auditorias internas (ou de terceira parte) em instalações marítimas. Contudo, se por um lado, desde a colocação do desafio em 2020 a identificação de não conformidades em auditoria interna na fase pré-operacional tem cumprido melhor o objetivo de avaliar a eficácia da implementação e o funcionamento do SGSO nas instalações, por outro lado, a indústria não avançou satisfatoriamente no aprimoramento da implementação de planos de ação, tampouco na qualidade das auditorias da fase operacional. Logo, ainda existe um potencial de pleno uso da Prática de Gestão (PG) 7 – Auditorias do [SGSO](#) para apoiar o desempenho do gerenciamento dos riscos operacionais, especialmente quanto à disponibilidade e à integridade de elementos críticos.

Desse modo, em 2022, constata-se que o desafio apresentado nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de [2020](#) e [2021](#) ainda precisa ser superado.



Desafio #2022.2: Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.

3.2.1 Interdições de instalações *offshore*

O maior número de desvios críticos identificados relacionam-se à PG 10 – Projeto, construção, instalação e desativação, à PG 12 – Identificação e análise de riscos, e à PG 16 – Gerenciamento de mudanças do [SGSO](#). Dentre as quatro instalações marítimas interdidas em 2022, ressaltam-se as ações de fiscalização no FPSO Cidade de Vitória e no FPSO Espírito Santo.

FPSO Cidade de Vitória

Durante a ação de fiscalização foram detectados riscos graves e iminentes que levaram à [interdição da unidade](#) no dia 06/06/2022, medida que permaneceu até o fim de 2022. Dentre os desvios encontrados, destacam-se os relacionados à PG 12 – Identificação e análise de riscos do [SGSO](#) com a **utilização de critérios não alinhados com as práticas de segurança operacional para a realização de análises de risco de posicionamento de detectores de gás**, além da **falha na implementação das recomendações destes estudos de risco**. Em relação à PG 9 – Investigação de incidente e à PG 10 – Projeto, construção, instalação e desativação do [SGSO](#), **o Operador não considerou as normas e boas práticas de engenharia no projeto dos vents dos tanques de químicos, não apresentando evidências de atendimento às recomendações do acidente na plataforma P-20**.

Em relação à PG 11 - Elementos críticos de segurança operacional do [SGSO](#), foram identificados diversos sistemas críticos degradados, a exemplo de: (i) **sistema crítico *Public Address* (sistema sonoro de comunicação e alarme)**, não sendo possível compreender as mensagens enviadas após diversos testes; (ii) **sistemas de dilúvio e drenagem com bicos aspersores obstruídos e vazão abaixo da requerida**; (iii) **sistema UPS (*Uninterruptible Power Supply*) com falha na manutenção**; (iv) **falha na garantia da integridade de tubulações dos sistemas de *gas lift*, drenagem, gás inerte e gás combustíveis**. No que tange à integridade das tubulações, ressalta-se a **falta de garantia da qualidade dos reparos temporários nas tubulações**, não sendo possível evidenciar a adoção dos parâmetros normativos que devem ser seguidos para a realização dos reparos. Além disso, a maioria dos **relatórios de inspeção extraordinária mostram que os reparos foram feitos após a identificação de vazamentos**, indicando cultura organizacional deficiente quanto ao gerenciamento da integridade das tubulações por parte do Operador.

Na PG 16 – Gerenciamento de mudanças do [SGSO](#), o Operador falhou ao não realizar um processo de gestão de mudança para instalar *containers* na área de movimentação de cargas. Portanto, os possíveis impactos causados pela mudança não foram avaliados, submetendo os trabalhadores a situações de risco grave e iminente. A situação de risco grave e iminente é resultante do fato de que os **containers com equipamentos que são fontes de ignição (sem proteções para uso em área classificada, como por exemplo ar-condicionado convencional) foram instalados abaixo do guindaste de proa e ao lado do módulo de gás combustível**. Alguns destes containers são habitados durante todo o turno de trabalho. Além disso, o Operador realizou **modificações significativas na geometria de alguns módulos e no *riser balcony* sem avaliar o impacto desta mudança nos estudos de risco**, principalmente no estudo de dispersão de gás e explosão que não foram revisados.

Outro desvio identificado foi a **operação com o POB constantemente acima da capacidade de projeto sem disponibilização de baleeira reserva** (embarcação salva-vidas rígida e a prova de fogo). O gerenciamento de mudança para o aumento do POB na instalação foi realizado sem a revisão dos estudos de risco, como o *Quantitative Risk Assessment* (avaliação quantitativa de risco) e o *Escape, Evacuation and Rescue Analysis* (análise de evacuação, escape e resgate). Tal situação operacional contraria, inclusive, a filosofia de segurança da própria instalação.

FPSO Espírito Santo

Durante a ação de fiscalização foram detectados riscos graves e iminentes que levaram à **interdição da unidade** no dia 08/04/2022, medida que permaneceu até 25/05/2022. Foram evidenciados desvios críticos relacionados a integridade de tubulações, devido a reparos temporários que não seguiram normas internacionais, de modo que a contenção dos fluidos não estava garantida. Ademais, diversas Recomendações de Inspeção de sistemas de fluido perigoso e da rede de água de combate a incêndio estavam vencidas e sem nenhum monitoramento.

Quanto ao sistema de detecção de fogo e gás da unidade, foi verificada degradação significativa, acarretando **cobertura de detecção abaixo do critério do próprio estudo de risco elaborado pelo operador**.

Em relação ao sistema de drenagem, este encontrava-se **sem capacidade para drenar a vazão do dilúvio**, situação agravada pela constatação de transbordamento de óleo do sistema para o *main deck* e para o mar.

Acerca do sistema de alívio de tanques atmosféricos, foi evidenciado que **sete tanques de produtos químicos possuíam sistema de alívio subdimensionado**, descumprindo recomendação emitida em 2018 pela ANP, a partir da **investigação do acidente na P-20**.

Por fim, foi evidenciado grande estocagem de **produtos químicos inflamáveis no main deck sem gestão de risco** e sem contingência, não havendo condições mínimas de segurança (ausência de drenagem, detecção, contenção etc.).

3.2.2 Interdição de instalações *onshore*

Para instalações terrestres, houve maior incidência de desvios críticos na PG 11 – Elementos críticos de segurança operacional, PG 13 – Integridade mecânica, e PG 14 – Planejamento e gerenciamento de grandes emergências do **SGSO**¹¹. Vale destacar que, no ambiente *onshore*, no ano de 2020 não foram identificadas não conformidades críticas, ao passo que em 2021 foi identificada apenas uma. **Em 2022, houve a interdição de dois grandes polos: Carmópolis e Bahia Terra, com um total de 39 campos terrestres interditados**. Portanto, o resultado das auditorias presenciais em 2022 indica uma deterioração significativa do desempenho de segurança operacional no ambiente *onshore*.

Polo Carmópolis

Durante a **auditoria no Polo Carmópolis** foram identificadas situações de risco grave e iminente (RGI) que resultaram na interdição do Polo, conforme art. 5º da Resolução ANP nº 851/2021. **As não conformidades críticas estão relacionadas ao plano de resposta a emergência, à falta de sistemas de contenção primária e à gestão de risco**, destacando-se:

¹¹ Art. 6º da **Resolução ANP nº 2/2010**: Os operadores de instalações que já dispõem de um sistema de gestão em conformidade com as práticas do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional para Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO), instituído pela Resolução ANP nº 43/2007, deverão estender o sistema de gestão de segurança já praticado em instalações marítimas aos campos terrestres de produção.

- ▶ Ausência de sistema fixo de combate a incêndio;
- ▶ Perda de contenção de gás;
- ▶ Falha na gestão de integridade de tubulações de sistemas críticos;
- ▶ Falta de aplicação de recomendações de análises de risco;
- ▶ Sala de controle sem garantia de escape seguro para os operadores;
- ▶ PSVs sem descarga para local seguro, descarregando em cima do próprio vaso que protegiam, descumprindo API RP 521;
- ▶ Equipamento críticos inoperantes e sem contingenciamento.

Polo Bahia Terra

Previamente à ação de fiscalização do Polo Bahia Terra foi solicitado ao Operador que realizasse o autodiagnóstico, bem como encaminhasse um relatório de aplicabilidade contendo, de forma detalhada, a aplicabilidade ao Polo Bahia Terra de todas as não conformidades críticas e graves apontadas durante a auditoria do Polo Carmópolis (item 3.1). Desta forma, **todas as lições aprendidas durante a interdição do Polo Carmópolis, pertencente à mesma Operadora, deveriam ser aplicadas ao Polo Bahia Terra.**

Embora tenha sido concedida a oportunidade de identificação e correção das dos desvios críticos nesses quesitos, durante a ação de fiscalização foi notória a reincidência de desvios comparados aos verificados no Polo Carmópolis, inclusive em itens que foram classificados como “não aplicáveis” no relatório de aplicabilidade enviado pelo Operador. Além disso, quanto a desvios críticos identificados pelo próprio Operador, não foram implementadas medidas contingenciais para retirar a unidade de uma condição de risco grave e iminente, o que resultou na [interdição de instalações que compõem os seguintes campos do Polo Bahia Terra](#): Araçás, Buracica, Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Cantagalo, Cidade de Entre Rios, Fazenda Alvorada, Fazenda Azevedo, Fazenda Bálsamo, Fazenda Boa Esperança, Fazenda Imbé, Fazenda Panelas, Guritã, Guritã Sul, Jandaia, Lamarão, Leodório, Malombê, Mandacaru, Massapê, Riacho da Barra, Riacho Ouricuri, Rio da Serra, Rio do Bu, Rio Itariri, Rio Sauipe, Tangará e Taquipe.

Dentre os desvios encontrados, destaca-se que o Polo Bahia Terra **não possui estudos de consequência válidos** para todas as instalações. Portanto, a Petrobras não avaliou sistematicamente os riscos operacionais e, conseqüentemente, não os gerencia adequadamente, em desacordo com o estabelecido na PG 12 – Identificação e análise de riscos do [SGSO](#). Adicionalmente, **não há um planejamento e gerenciamento de grandes emergências ou um plano de emergência válido**, e diversas instalações do Polo Bahia Terra apresentaram **sistemas fixo de combate a incêndio que não atendem às normas vigentes**, degradados e/ou com contingências inadequadas, contrariando a PG 11 – Elementos críticos de segurança operacional e a PG 14 – Planejamento e gerenciamento de grandes emergências do [SGSO](#).

Outro desvio que expõe os trabalhadores ao risco grave e iminente é o fato de a **filosofia de segurança do operador não prever ações de intertravamento em caso de gás confirmado**. Portanto, em situações em que os alarmes de gás são acionados, os trabalhadores são orientados a efetuar verificações e decidir pela parada manual, tendo sido esta uma das causas da [explosão ocorrida no FPSO Cidade de São Mateus](#).

Adicionalmente, pôde ser observado que em determinadas instalações **não há sistema de detecção de fogo e gás ou barreiras preventivas ativas**, como a Estação de Compressão de Fazenda Bálsamo, além de não haver salvaguarda para o cenário de retorno de chama no dispersor de gás, como na Estação Coletora Carmo. Complementarmente, foram evidenciados **tanques com sistema de respiro (vent) de emergência subdimensionados (em desacordo com a API 2000)**, o que possibilita o rompimento dos tanques em caso de ocorrência de fogo externo.

Outro desvio crítico constatado foi em relação às válvulas de alívio de pressão (PSV) de vasos pressurizados com hidrocarbonetos, que possuem **descargas direcionadas para atmosfera sem qualquer análise de risco ou garantia de que o projeto esteja aderente aos requisitos da norma API STD 521 (Pressure-relieving and Depressurizing System)**, mencionada no próprio procedimento da Petrobras.

Em relação à PG 16 – Gerenciamento de mudanças do [SGSO](#), diversos desvios sistêmicos foram identificados, a exemplo de: (i) **ausência de análises de risco em todas as mudanças da amostra auditada**; (ii) **mudanças implementadas antes da aprovação por nível gerencial adequado**; e (iii) **ausência de comunicação com a força de trabalho sobre a mudança**.

Destacam-se ainda desvios associados à PG 9 – Investigação de incidentes do [SGSO](#) na concessão de Fazenda Bálsamo, considerando a perda de contenção primária significativa de óleo e descarga significativa de óleo ocorrido em setembro de 2021. Mesmo **após análise do incidente e a criação de medidas corretivas e preventivas, durante a ação de fiscalização havia presença de óleo nas canaletas de água pluvial da instalação**. Ademais, cabe destacar que em vários locais da instalação constatou-se **acúmulo de óleo vazado de operações**, que não foram removidos e que podem constituir fonte de contaminação rotineira da água que escoava nas canaletas de drenagem pluvial.

Além disso, foi verificado que **não há garantia de escape seguro para os operadores das salas de controle** em determinadas instalações, visto que a sala de controle possui apenas uma porta de saída. Vale ressaltar que a inexistência dos estudos e análise de risco deixa a incerteza de que as salas de controle estejam em locais seguros.

Por fim, vale reforçar que o Operador tinha conhecimento prévio dos sistemas que seriam fiscalizados, ou seja, foi concedida pela ANP mais uma oportunidade para identificar estes desvios críticos, saneando-os, ou, ao menos, implementando ações contingenciais adequadas, até a execução do plano de ação definitivo. Muitos dos desvios que levaram a interdição do Polo Bahia Terra haviam sido identificados no Polo Carmópolis, sendo certo que representantes da Operadora que estavam na auditoria do Polo Carmópolis também estavam presentes na ação de fiscalização do Polo Bahia Terra. Portanto, considerando todas as lições aprendidas durante a interdição do Polo Carmópolis, a equipe auditada possuía conhecimento dos riscos e que estas circunstâncias constituem risco grave e iminente.

Um diagnóstico de qualidade e a implementação de medidas adequadas previamente à auditoria da SSM/ANP podem evitar a adoção de medidas cautelares de interdição.

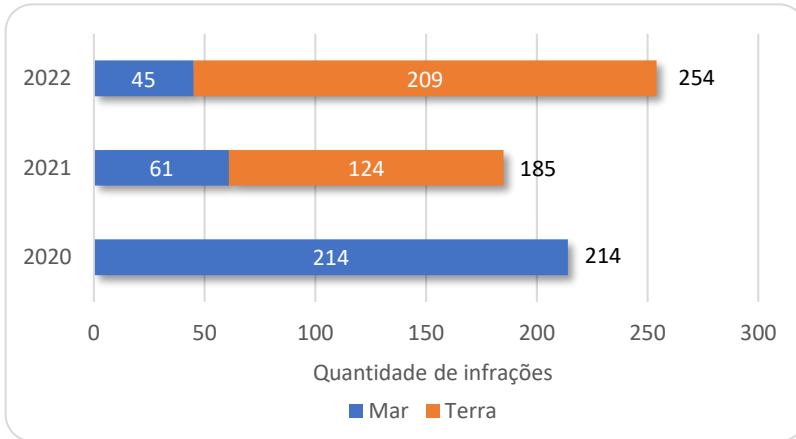
3.3 Auditorias regulares e de verificação de não conformidades

As auditorias denominadas como regulares são aquelas executadas para verificar a implementação e o funcionamento das práticas de gestão de determinado regulamento técnico de segurança operacional. Já as auditorias para verificação de não conformidades buscam avaliar o saneamento das não conformidades emitidas em uma ação de fiscalização anterior (*follow up*).

O resultado das auditorias para verificação de não conformidades, com foco no [SGSO](#), demonstra que desvios identificados em ações pretéritas ainda são recorrentes. Dessa constatação, conclui-se que o saneamento das não conformidades não foi eficaz, e que problemas relacionados aos sistemas de combate a incêndio e aos sistemas de detecção de fogo e gás ainda precisam ser superados, a exemplo dos desvios que motivaram a interdição do FPSO Espírito Santo e do Polo Carmópolis. Esta dificuldade em relação ao saneamento das não conformidades emitidas pela SSM/ANP reforça que os Operadores estão falhando na implementação de medidas de controle de risco, conforme discutido no item 3.2.

No que se refere às auditorias que tiveram como foco o [SGIP](#), sistematicamente foram identificados poços com *status* equivocados. Como resultado destas ações, houve lavratura de autos de infração quando identificados casos em que o poço estava abandonado temporariamente por mais de três anos sem monitoramento (requisito 10.5.3.3 do [SGIP](#)). Convém destacar que a [Resolução ANP nº 699/2017](#) estabelece

que poços fechados devem atender às condições de abandono temporário. Ademais, o [Ofício nº 863/2019/SSM/ANP-RJ](#), de 05 de dezembro de 2019, elucida que poços com *status* "fechado" devem estar completados e interligados à instalação (unidade de produção, estação coletora ou outra estrutura que viabilize a produção). **Em 2022, a ANP constatou que 254 poços descumpriram o requisito 10.5.3.3 do SGIP, envolvendo situação de abandono temporário sem monitoramento por mais de 3 anos**, destacando-se a identificação de aproximadamente 200 poços durante auditorias de campos terrestres em processo de cessão de direitos (Gráfico 10).



Poços abandonados temporariamente sem monitoramento



Até o fim de 2022, do total de 653 infrações lavradas para poços em situação de abandono temporário sem monitoramento por mais de 3 anos, 275 foram julgados em 1ª instância, resultando na aplicação de multa no valor total de R\$ 548.000.000,00 (item 4.4).

Gráfico 10. Infrações ao requisito 10.5.3.3 do SGIP por ano.

Há um conjunto considerável de poços passíveis de descomissionamento que estão abandonados temporariamente sem previsão de retornar à operação. Cabe destacar que, conforme informações do [Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção](#), aproximadamente 60% dos custos de descomissionamento são provenientes de abandono permanente de poços. Portanto, embora não exista restrição no atual arcabouço regulatório nacional quanto ao prazo máximo que um poço pode permanecer em situação de abandono temporário com monitoramento adequado¹², **a estratégia recomendada é que o Operador realize o seu abandono permanente assim que identifique o não aproveitamento do poço**. Caso contrário, o deterioramento dos equipamentos do poço pode elevar os riscos da operação de reentrada, além de eventual limitação da capacidade de intervenção devido a circunstâncias econômicas ao final da vida do campo. Ademais, conforme constatado pelas auditorias em campos em processo de cessão de direitos, é preciso evitar que o passivo sem aproveitamento econômico seja transferido para empresas que eventualmente tenham maior limitação técnica e econômica para realizar o abandono dos poços.

A sustentabilidade das atividades de E&P passa pelo adequado planejamento e a disponibilização de recursos para o descomissionamento de instalações em desuso e sem previsão de retorno operacional. Em linha com as cláusulas contratuais de E&P e com as boas práticas ESG (*Environmental, Social and Corporate Governance*) é necessário considerar os riscos operacionais nos processos decisórios. Portanto, para operações mais seguras e sustentáveis, recursos devem ser priorizados para a eliminação dos riscos por meio de abandono permanente alternativamente à sua postergação mediante o monitoramento dos poços.

¹² Internacionalmente, já existem previsões de limitação do prazo máximo para um poço permanecer fechado mesmo com monitoramento, vide arcabouço do Reino Unido e da Austrália, conforme: (i) *Well operations management plan – Guidance Note Document No: N-04600-GN1602 A461074; Date: 24/06/2020, NOPSEMA (National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority)*, disponível em <https://www.nopsema.gov.au/assets/Guidance-notes/A461074.pdf>; e (ii) *Guidance for applications for suspension of inactive wells; Date of publication: October 2018", OGA (Oil and Gas Authority - United Kingdom)*, disponível em <https://www.ogauthority.co.uk/media/5108/oga-suspended-wells-guidance.pdf>.

Sendo assim, um desafio identificado para 2023 é:



Desafio #2022.3: Disponibilização de recursos para o descomissionamento de poços abandonados temporariamente sem previsão de retorno operacional, de acordo com as políticas ESG (Environmental, Social and Corporate Governance).

Gerenciamento de grandes emergências em controle de poços

Em 2022, visando à continuidade da avaliação sobre a prontidão para resposta a emergências de perda de controle de poços, foi realizado mapeamento de recursos relacionados à Prática de Gestão 14 do SGIP (planejamento e gerenciamento de grandes emergências em controle de poços), resultando no direcionamento de ações de fiscalização que motivaram a assinatura de acordos de cooperação, a celebração de contratos de acesso a recursos e a realização de simulados.

Acesso a *Capping Stack*

Em 2022, foi constatado que 12 de 13 Operadores possuíam contratos de *Capping*, sendo que a Trident iniciou a negociação com a OSRL (*Oil Spill Response Limited*) motivada pela condicionante à continuidade da operação da sonda Helix 1 (item 1.3).

Acordo de cooperação

O [item 3.5.3 do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#) mencionou sobre a necessidade de estabelecimento de acordos de cooperação mútuo (*Mutual Assistance Principle*) com o objetivo de possibilitar o compartilhamento de recursos entre Operadores em situação de perda de controle de poço (*blowout*). Para além da garantia da capacidade de responder a uma grande emergência, o compartilhamento de recursos é um interesse da indústria, já que um modelo colaborativo garante acesso aos recursos e possibilita uma redução de custos e a ampliação da competitividade.

Em 2022, as empresas Enauta, Equinor, Karoon, PetroRio, Shell e Total informaram fazer parte de acordo de cooperação para o compartilhamento de sonda para perfuração de poço de alívio, havendo previsão para adição da Trident e da Perenco.

3.4 Auditorias para verificação de atendimento às recomendações de incidentes

Em 2022, ocorreu uma auditoria para verificação de atendimento às recomendações do incidente de descarga de óleo no mar, ocorrido em 2019, tendo como origem a plataforma de produção P-53, operada pela Petrobras. Decorrente da investigação do acidente, realizada pela ANP em conjunto com o Ibama, foi emitido [relatório de investigação](#), no qual foram apresentadas recomendações a serem cumpridas pela Petrobras tanto na P-53 quanto nas demais instalações onde poderia ocorrer acidente similar.

No período de 22 a 26/11/2021, foi realizada auditoria de segurança operacional na qual foram avaliadas as ações de implementação por parte da Petrobras das recomendações da investigação do acidente. A avaliação foi feita durante auditoria conduzida no âmbito da operação Ouro Negro, com a participação do Ibama, Anvisa, Marinha e Ministério Público do Trabalho.

Por parte da ANP, a auditoria resultou em doze não conformidades, sendo uma crítica, três graves, sete moderadas e uma leve. De forma geral, os desvios se relacionam aos seguintes aspectos:

- ▶ Contingência de sistema crítico de segurança operacional;
- ▶ Planejamento de recursos;
- ▶ Garantia da qualidade da execução dos procedimentos;
- ▶ Monitoramento e avaliação dos resultados dos testes;

- ▶ Atendimento aos prazos para implementação de recomendação de investigação de incidente;
- ▶ Análise de risco;
- ▶ Gestão dos equipamentos e de documentos; e
- ▶ Gerenciamento de mudanças.

A partir da análise das respostas da Petrobras às não conformidades, verificou-se que onze foram consideradas não sanadas e uma foi cancelada. A Operadora foi autuada devido ao não saneamento das não conformidades e notificada mais uma vez a saná-las.

As não conformidades foram consideradas não sanadas por falta de evidências necessárias e suficientes para comprovar o saneamento ou porque as ações realizadas para sanar o desvio não foram consideradas eficazes para prevenir sua recorrência. Vale ressaltar que para o saneamento da não conformidade é essencial que o Operador identifique as suas causas-raiz, de forma a evitar a recorrência por meio da adoção de medidas corretivas e preventivas eficazes.

A auditoria permitiu avaliar o desempenho da Operadora nos processos de implementação das lições aprendidas de incidentes, a partir de um acidente relevante da indústria (toque de óleo na costa). Como resultado, reforçado pelas constatações que serão apresentadas na Seção 5, fica evidente que o desafio – imposto pela SSM/ANP à indústria nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de [2020](#) e [2021](#) – ainda não foi superado, razão pela qual a ANP mantém ações que impulsionem a melhoria contínua da indústria, a exemplo do *problem statement* no âmbito do IRF (item 2.2.1) e do painel de discussão no X SOMA (item 2.2.3).



Desafio #2022.4: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.

3.5 Auditorias de cessão de direitos

Auditorias de cessão de direitos

Para além da participação no Comitê de Avaliação das Propostas de Parcerias – CAPP (item 1.4), a SSM/ANP realiza auditorias de cessão de direitos. Tais auditorias são realizadas, idealmente, antes da concretização da cessão (*closing*). Além de verificar a conformidade do atendimento aos regulamentos técnicos pelo atual Operador do Contrato (cedente), esta tipologia de auditoria também avalia a passagem de informações técnicas entre o cedente e o cessionário (por exemplo, histórico de manutenções, recomendações técnicas em aberto e gestões de mudança) e como o novo Operador (cessionário) está se preparando para assumir o ativo.

Na sistemática adotada em 2021, que permaneceu em 2022, a partir de solicitação da ANP, o cedente produz um diagnóstico sobre as barreiras de segurança, com participação do cessionário, e viabiliza um *workshop* com o cessionário para a apresentação do resultado. Em seguida, é realizada pela ANP a auditoria para verificação do sistema de gestão de segurança operacional do cedente. Em todas as ações de fiscalização é requerida a participação do cessionário, visando a transparência e transferência de informações.

Ao final do processo de auditoria, os resultados e as conclusões são encaminhados tanto para o cedente quanto para o cessionário. Tal sistemática visa proporcionar a continuidade segura das operações a partir da assunção de novos operadores.

A Tabela 4 apresenta as ações de fiscalização realizadas pela SSM/ANP, em 2022, no âmbito dos processos de cessão de direitos que implicarão em mudança de operador na etapa de produção. As ações de fiscalização foram realizadas antes da transferência dos ativos. A SSM/ANP reconhece os resultados positivos da fiscalização, embora não ocorra para todos os casos de cessão, uma vez que o planejamento de fiscalização segue critérios de priorização baseados nas características dos ativos e no desempenho dos Operadores. É importante ressaltar que **a auditoria da ANP não deve ser interpretada como substitutiva de uma atividade de *due diligence* do cessionário para aquisição do ativo.**

Tabela 4. Ações de fiscalização de segurança operacional realizadas em 2022 no âmbito do processo de cessão de direitos.

Contratos	Ambiente	Cedente	Cessionário
Papa-Terra Petrobras 61; Petrobras 63	Mar	Petrobras	3R Petroleum
Polo Carmópolis Carmópolis; Aguilhada; Angelim; Aruari; Atalaia Sul; Brejo Grande; Castanhal; Ilha Pequena; Mato Grosso; Riachuelo; Siririzinho	Terra	Petrobras	Carmo Energy
Albacora Leste P-50	Mar	Petrobras	PetroRio
Polo Norte Capixaba Fazenda São Rafael, Fazenda Alegre, Fazenda Santa Luzia e Cancã	Terra	Petrobras	Seacrest Petróleo SPE

Polo Norte Capixaba

A auditoria no Polo Norte Capixaba foi dividida em duas ações de fiscalização: uma [auditoria](#) voltada para o [SGSO](#) e outra [auditoria](#) voltada para o [SGIP](#), sendo possível realizar auditorias mais focadas nos dois regulamentos separadamente.

A ação de fiscalização presencial nos campos de Cancã, Fazenda Alegre, Fazenda Santa Luzia e Fazenda São Rafael resultou no estabelecimento de condicionantes ao início da operação pelo novo operador, Seacrest SPE Cricaré S.A., sendo exigido que **a implementação e demonstração das condicionantes para o início da operação devem ser controladas por meio de um processo formal de gestão de mudanças**, a fim de que todos os riscos advindos da transferência da operação de todas as instalações sejam avaliados. Dentre as [condicionantes](#) para o início da operação pela Seacrest, destacam-se a disponibilidade na sala de controle de *software* para o monitoramento remoto dos poços.

Albacora Leste

A [auditoria](#) no campo de Albacora Leste englobou os regulamentos de [SGIP](#) e [SGSS](#), onde foi possível realizar a verificação da gestão de barreiras nas diversas fase do ciclo de vida das instalações, bem como o gerenciamento de elementos críticos e de integridade das instalações. A ação de fiscalização ocorreu de forma remota, levando em consideração apenas aspectos documentais. Os desvios de maior criticidade encontrados foram:

- ▶ SGIP: poços em abandono temporário sem registro de pressão anular;
- ▶ SGIP: falha na avaliação da criticidade dos poços;
- ▶ SGIP: falha nas medidas de contingência para elementos críticos;
- ▶ SGSS: falha na classificação do potencial corrosivo dos fluidos;
- ▶ SGSS: falha na elaboração do relatório periódico do Programa de Monitoramento e Controle de Corrosão Interna (PMCI);

- ▶ SGSS: falha no atendimento aos prazos das recomendações técnicas de inspeção (RTI) e na periodicidade de inspeção relacionadas à SDV de linha de *gas lift*;
- ▶ SGSS: falha na disponibilização de recursos para o gerenciamento da integridade dos equipamentos de *topside* da plataforma P-50, com impacto negativo direto no gerenciamento de integridade *subsea*.

Em contrapartida, o Operador apresentou uma boa gestão de competência, não sendo identificados desvios na matriz de treinamento. Além disso, em relação à investigação de incidentes, não foi verificado nenhum desvio nas ações realizadas como resposta aos incidentes. Vale destacar ainda que, para o incidente de perda de controle maior do poço 7-AB-16D-RJS, foram apresentadas as análises e ações tomadas no campo de Albacora Leste, referentes às causas básicas identificadas. Todas as recomendações ou haviam sido cumpridas ou estavam em fase final de conclusão. Além disso, para as causas básicas onde não havia sido considerada a necessidade de recomendação, foram realizadas avaliações para confirmar que as vulnerabilidades presentes no incidente não se concretizaram em poços de Albacora Leste.

Como resultado da auditoria realizada previamente à conclusão da cessão de direitos, houve o estabelecimento de [condicionantes](#) para o início da operação das instalações pela PetroRio, para os quais houve exigência de um processo formal de gestão de mudança, levando em consideração todas as instalações a serem cedidas.

Papa-Terra

A [auditoria](#) nas instalações P-61 e P-63 foi realizada remotamente devido às restrições impostas pela pandemia de Covid-19. Esta ação de fiscalização foi pautada pelo [SGSO](#), onde foi possível consultar registros dos sistemas de gestão de manutenção, inspeção e testes, treinamentos, assim como outros sistemas eletrônicos.

Dentre os desvios identificados, destacam-se os de maior criticidade:

- ▶ Falha no monitoramento e na avaliação dos resultados das inspeções e testes;
- ▶ Falha ao implementar mudanças sem a avaliação adequada dos perigos e do impacto global nas atividades;
- ▶ Falha no estabelecimento de requisitos de treinamento para que seus empregados estejam aptos a realizar as tarefas afetas ao cargo ocupado.

Apesar disso, destacam-se como pontos positivos o engajamento de todos os envolvidos – equipes de liderança e técnicas da Petrobras – mesmo que remotamente, e a demonstração de conhecimento técnico e experiência multidisciplinar dos participantes da equipe auditada, incluindo o *background* acadêmico, especialmente quanto à discussão relacionada ao atendimento da performance das Bombas de Combate a Incêndio (BCI).

Como resultado da auditoria realizada previamente à conclusão da cessão de direitos, houve o estabelecimento de [condicionantes](#) para o início da operação das instalações pela 3R Petroleum, para os quais houve exigência de um processo formal de gestão de mudança, levando em consideração todas as instalações a serem cedidas.

Lições aprendidas

Assim como no ano de 2021, continuou o debate sobre o tema de Cessão de Direitos de forma a orientar a indústria visando a implementação de um modelo mais seguro. O assunto foi abordado no [XSOMA](#), no [II Seminário de Segurança Operacional](#), evento promovido pela SPE, entre outros eventos.

A partir de uma avaliação dos resultados das auditorias, destacam-se as seguintes lições aprendidas que devem ser internalizadas pelos cessionários:

1 Elementos críticos de segurança operacional

Conhecer todos os elementos críticos de segurança operacional contingenciados, bem como realizar uma análise crítica dos contingenciamentos e restaurar a condição original de projeto do elemento crítico, sanando a degradação. Como resultado dessa análise crítica e, em casos excepcionais em que não for restaurada a condição de projeto do elemento crítico, deve-se garantir que as medidas de controle de risco estejam adequadas para que o risco esteja na zona ALARP (*as low as reasonably practicable*), até que seja possível o reestabelecimento completo do elemento crítico.

2 Perigos e riscos

Conhecer os perigos e os riscos das instalações, através de análises de risco robustas e embasadas de acordo com normas internacionais alinhadas com a segurança operacional.

3 Integridade

Garantir a integridade dos sistemas, estruturas e equipamentos das instalações, através da realização de inspeções, testes e manutenções de forma planejada e controlada.

4 Resposta a grandes emergências

Assegurar o planejamento e o gerenciamento de grandes emergências, através da criação de um Plano de Resposta à Emergência (PRE) que inclua todos os cenários acidentais identificados, considerando a especificidade de cada instalação. Além de realizar simulados de emergência periódicos alinhados aos cenários acidentais contidos no PRE, possuir sistemas confiáveis e eficazes de comunicação e alarme, e garantir a adequação e disponibilidade dos recursos de resposta à emergência. Incluindo, ainda, a melhoria contínua após a conclusão e a análise dos resultados dos simulados.

5 Gestão de mudanças

Garantir que todas as mudanças da instalação sejam geridas por meio de um processo de gestão de mudança formal, através da avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades, bem como atualizar os procedimentos impactados e treinar e comunicar o pessoal afetado pela mudança. Para mudanças temporárias, estabelecer previsão para revisões e nova autorização, caso a duração prevista necessite ser ampliada.

3.6 Auditorias pré-operacionais

As auditorias pré-operacionais foram estabelecidas, visto que, analisando o histórico de instalações que não passaram por esse tipo de auditoria, é notório o fato de apresentarem resultados de segurança operacional insatisfatórios. Chegou-se a tal conclusão pelo grande número de desvios críticos encontrados no projeto e na fase de comissionamento de instalações em operação, como sistemas de segurança subdimensionados, equipamentos críticos não comissionados, proteções passivas contra incêndio (PPCI) não instaladas, recomendações de estudos de risco de projeto não implementadas, planta de detecção de fogo & gás (F&G) instalada totalmente fora das coordenadas do estudo, entre outros fatores. Ressalta-se ainda a falha em testes de aceitação de sistemas críticos de segurança operacional, falha sistêmica no gerenciamento de *punches* (pendências) de comissionamento, falta de implementação de mudanças abertas na fase de projeto, falha no



Você sabia?

Desvios observados em auditorias pré-operacionais podem ser considerados:

Condicionantes: quando a ação pendente de realização está sendo corretamente gerida pelo sistema de gestão, mas há uma situação que deve ser solucionada antes do início das operações. Uma condicionante não consiste em uma não conformidade.

Não conformidades: quando é identificado desvio em relação aos requisitos regulatórios.

estabelecimento de premissas de estudos de risco, falha na demonstração de recursos disponíveis de resposta a emergência e falha ao não implementar as recomendações de incidentes.

As principais lições aprendidas em auditorias pré-operacionais estão descritas no [Anexo 2](#) da [Nota Técnica 40/2022/SSM/ANP-RJ](#), que contém exemplos de condicionantes para o início da operação. Destacam-se alguns pontos de auditoria relevantes por prática de gestão (PG) do [SGSO](#):

- ▶ PG 3 – Qualificação, treinamento de desempenho do pessoal: treinamento e verificação de conformidade de procedimento;
- ▶ PG 7 - Auditorias: certificado *ready for start up* e implementação de ações provenientes de auditorias internas;
- ▶ PG 9 – Investigação de incidentes: implementação das recomendações provenientes do histórico de investigações de incidentes;
- ▶ PG 10 – Projeto, construção, instalação e desativação: atendimento de todas as pendências impeditivas de comissionamento para o início da operação, assinatura de todos os formulários de *hand over* e dos termos de transferência e aceitação de sistema (TTAS), comissionamento dos equipamentos, relatório de análise crítica da aplicabilidade, teste de aceitação de performance (TAP) de sistemas críticos que verifique a performance projetada.
- ▶ PG 12 – Identificação e análise de riscos: instalação de proteção passiva contra incêndio, implementação das recomendações dos estudos de risco, apresentação do relatório de verificação de disponibilidade das barreiras, verificação estrutural do *riser balcony* para suportar carga de explosão calculada.
- ▶ PG 13 – Integridade mecânica: execução de teste de SDV e respectivo planejamento nos planos de manutenção do sistema informatizado;
- ▶ PG 14 – Planejamento e gerenciamento de grandes emergências: disponibilidade de recursos de resposta a emergência conforme *Safety Plan*, capacidade de resposta ao cenário de *slopoover/boilover* pelas bacias de contenção dos vasos com elevado inventário de óleo pesado, evidência de aceitação do operador do contrato com relação à estratégia de resposta à emergência do operador da instalação;
- ▶ PG 15 – Procedimentos operacionais: conclusão do procedimento de *start-up*, previsão de ações no procedimento de carregamento dos tanques de carga em caso de extrapolação da temperatura ao limite operacional, estratégia a ser adotada durante a partida da instalação para que a equipe de operação lide apenas com os alarmes aplicáveis a esta fase;
- ▶ PG 16 – Gerenciamento de mudanças: gerenciamento das ações provenientes de mudanças de projeto.

Dentre os testes de aceitação, é importante destacar o teste molhado do sistema de dilúvio. É recorrente a apresentação de resultados com valores inferiores ao requerido por projeto sem adoção de medidas corretivas. Para o início da operação, é necessário que o operador estabeleça a condição prevista no projeto, a fim de não iniciar as operações com os sistemas já contingenciados. **Como lição aprendida de investigação de grandes acidentes¹³, é necessário que os problemas de construção, comissionamento e instalação não avancem à fase operacional.**

Adicionalmente, quanto ao sistema de combate a incêndio por CO₂, é reiterada a dificuldade da indústria em garantir que o sistema está adequadamente testado e operacional. **Em todas as unidades que passaram por auditoria pré-operacional, foram verificados problemas em relação ao comissionamento do sistema de combate a incêndio por CO₂**, seja pela execução inadequada dos testes, seja pela falta de previsão

¹³ Análise do [acidente com a plataforma P-36](#); recomendação: “estabelecer critérios para identificar limites para atividades de comissionamento concomitantes com a operação e manutenção de unidades marítimas”.

de sua realização. É necessário que os operadores garantam, por meio dos testes de aceitação, a plena funcionalidade do sistema de combate a incêndio por CO₂.

Para que as auditorias ocorram de forma mais completa e abrangente, foi definido que a maior parte dos sistemas da instalação devem estar comissionados, aproximadamente 80%, permitindo que os sistemas sejam testados de maneira amostral durante as ações de fiscalização.

- ▶ Projeto e comissionamento;
- ▶ Procedimentos, treinamentos e fatores humanos;
- ▶ Estudos e análises de risco;
- ▶ Elementos críticos de segurança operacional e plano de resposta a emergências;
- ▶ Auditoria interna e recomendações de investigação de incidentes;
- ▶ Manutenção e gerenciamento de sobressalentes;
- ▶ Integridade da informação.

Na [ação de fiscalização da P-71](#), foram emitidas nove não conformidades graves, quatro moderadas e duas leves. Pela amostra avaliada na auditoria, a impressão geral com relação à gestão do projeto e comissionamento foi positiva, sendo apontada pela equipe auditoria como sendo, provavelmente, a melhor aplicação de gestão de segurança operacional na fase de projeto da Petrobras. Embora se tenha verificado alguns desvios pontualmente, o processo de comissionamento foi bem gerido.

Entre os pontos positivos identificados, verificou-se o envolvimento da equipe de operação nessa fase para garantir que as especificações de projeto facilitem a etapa de produção da unidade, bem como o conhecimento do comissionamento pelos líderes, que demonstravam saber com detalhes o andamento de cada uma de suas etapas, o que minimiza a possibilidade de desvios no processo.

O principal ponto positivo foi a melhoria do sistema de gestão do Operador quanto ao gerenciamento de mudança de projeto. Este tema foi, em auditorias anteriores, objeto de várias não conformidades e causa raiz de diversas situações que introduziam risco à segurança das instalações.

A partir da P-71, **o Operador implementou um processo de gestão de mudança de projetos similar ao empregado na fase de operação de suas instalações**, o que trouxe bastante ganho na sistemática de gestão de risco e rastreabilidade das ações provenientes dos relatórios e pareceres técnicos emitidos em razão da mudança.

Apesar dos desvios encontrados, o Operador foi capaz de corrigi-los de forma bem-sucedida. Adicionalmente, acredita-se que os seguintes fatos contribuíram para o resultado satisfatório da auditoria: (i) o Operador ter revisado ainda no estaleiro todas as condicionantes que a SSM/ANP já havia emitido para as plataformas replicantes¹⁴; (ii) o Operador ter implementado ainda em estaleiro lições aprendidas com acidentes em outras unidades da série replicantes, a exemplo da aplicação de solução definitiva para o sistema de despressurização e aplicação de proteção passiva contra incêndio em mais áreas da plataforma; e (iii) tratar-se da décima auditoria em estaleiro realizada pela SSM/ANP na Petrobras.

¹⁴ Plataformas replicantes: uma série de plataformas operadas pela Petrobras do tipo FPSO caracterizadas por um projeto de engenharia padronizado.

Constatações de auditoria pré-operacional no FPSO P-71

Fatores humanos

- ▶ Falta de estabelecimento corporativo de normas de ergonomia na fase de projeto, impactando a avaliação ergonômica do trabalho na instalação;
- ▶ Ausência de estudos de análise de confiabilidade humana que considerassem, pelo menos, a avaliação dos riscos na execução das tarefas descritas em procedimentos críticos.

Indicadores

- ▶ Ausência de indicadores que permitam o acompanhamento dos objetivos da segurança operacional e do seu desempenho durante a fase de projeto.

Auditoria

- ▶ Ausência de clareza na elaboração e no acompanhamento do plano de ação para saneamento das não conformidades identificadas nas auditorias internas.

Elementos críticos

- ▶ Alguns procedimentos de manutenção e teste em equipamentos críticos de segurança operacional não foram considerados procedimentos críticos.

Identificação de perigos e análise de riscos

- ▶ Sistema de gerenciamento de recomendações não facilita o entendimento dos riscos associados a cada uma delas, podendo dificultar a priorização de implementação.

Planejamento e resposta a grandes emergências

- ▶ Plano de resposta a emergências não contém ações específicas a serem adotadas na ocorrência de eventos que configurem situações de riscos grave e iminente à segurança e à saúde dos trabalhadores, a partir dos estudos de risco da unidade.

Procedimentos operacionais

- ▶ Ausência de sistemática estruturada e capaz de captar as recomendações, premissas e considerações de relatórios e pareceres técnicos emitidos na fase de projeto.

3.7 Fatores Humanos

O arcabouço regulatório de segurança operacional da ANP, desde 2007, dispõe de requisitos sobre fatores humanos, um tema de segurança operacional que surgiu no [SGSO](#) como uma prática de gestão própria e como elemento obrigatório para implementação de outras, a exemplo da prática de identificação e análise de riscos. Implicitamente, fatores humanos permeiam outras práticas de gestão, por exemplo, a cultura de segurança, compromisso e responsabilidade gerencial, bem como a qualificação, treinamento e desempenho do pessoal. Os regulamentos técnicos subsequentes perpetuaram a temática.

Até o ano de 2021, fatores humanos foram auditados pela SSM/ANP de maneira transversal, ou seja, a temática foi considerada durante a auditoria de outras práticas de gestão direcionadas a equipamentos e sistemas tecnológicos. Isto ocorreu não apenas devido à transversalidade do tema, mas porque o foco da auditoria nestes 15 anos de aplicação do regime de gestão de segurança operacional esteve voltado para integridade física e análise de riscos de equipamentos e sistemas. No entanto, o número de relatórios de investigação de incidentes elaborados pelos agentes regulados que citavam erro humano como causa raiz – mais frequente do que é verificado nas investigações da ANP e de instituições internacionais – evidenciou um entendimento incorreto sobre fatores humanos na indústria nacional de óleo e gás.

Visando elevar o nível de segurança da indústria de E&P brasileira, a ANP criou em 2021 uma coordenadoria de fatores humanos na SSM, a qual tem capacitado e apoiado tecnicamente os demais

membros da superintendência. No início de 2022, os agentes de fiscalização já estavam aptos a reconhecer o escopo de fatores humanos e a diferenciar as melhores práticas da indústria das opiniões baseadas apenas em senso comum, permitindo a avaliação mais precisa do nível de implementação dos requisitos relacionados aos diferentes aspectos de fatores humanos. O foco em 2022 foi avaliar, com base no [SGSO](#), se os agentes regulados:

- ▶ Consideram códigos e padrões da indústria para projetar suas instalações de maneira a respeitar aos limites físicos e cognitivos dos trabalhadores (requisitos 4.2.1.1 e 10.3.b);
- ▶ Avaliam os fatores humanos em suas análises de risco de processo através de metodologia apropriada (requisito 12.3.e), com o adequado uso da análise de confiabilidade humana em tarefas críticas.

Como estratégia para atingir maior precisão e permitir comparação do diagnóstico, foram realizadas solicitações idênticas para uma amostra de plataformas de produção. As solicitações, feitas em ações de fiscalização, foram padronizadas para que atendessem aos itens 4.2.1.1, 10.3.b e 12.3.e do regulamento técnico do SGSO. A Tabela 5 apresenta o que foi solicitado no plano de auditoria, o que se esperava encontrar e o diagnóstico do material apresentado pelos Operadores.

Além do diagnóstico apresentado na Tabela 5, há de ser observado que esta mudança de estratégia de fiscalização não aumentou a quantidade de não conformidades das práticas de gestão relacionadas a fatores humanos em relação aos anos anteriores – e sim a qualidade. Os desvios e relatórios se modificaram em relação ao conteúdo. A quantidade de não conformidades pode ser verificada no [Painel Dinâmico de Fiscalização de Segurança Operacional](#).

Como lição aprendida do ciclo de 2022, verifica-se que apesar do instrumento regulatório já existir desde 2007 e ser análogo ao praticado por outros órgãos reguladores internacionais, pode ser necessária a utilização de termos técnicos mais norteadores na prática de gestão de fatores humanos quando da revisão e consolidação do arcabouço regulatório (item 2.1). O tema sobre fatores humanos é amplo e, sem uma melhor especificação do que o órgão regulador espera encontrar, os agentes regulados estão traçando caminhos que não atendem ao básico necessário para a segurança das operações.

Tabela 5. Documentação solicitada durante ação de fiscalização, expectativa do que deveria ser apresentado e diagnóstico do que foi apresentado.

Documentação solicitada na auditoria	Expectativa do que se esperava encontrar	Diagnóstico da realidade encontrada
<p>[Itens 4.2.1.1 e 10.3.b do SGO]</p> <p>Guia de Engenharia de Fatores Humanos da unidade ou cooperativo, ou outro documento que apresente as especificações técnicas a serem seguidas pela empresa com relação a ambiente de trabalho e fatores humanos, assim como evidências da implementação de suas diretrizes.</p>	<p>Que as instalações estivessem projetadas de forma aderente a pelo menos uma das normas/boas práticas listadas em cada uma das sete atividades centrais de Engenharia de Fatores Humanos constantes no Anexo D do Report IOGP 454. São elas:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Análise dos requisitos da tarefa; (ii) Análise da criticidade da válvula; (iii) Triagem e revisão dos pacotes fornecidos; (iv) Análise e revisão da sala de controle; (v) Análise e revisão das interfaces humana-máquina (HMI); (vi) Análise e revisão dos sistemas de alarme e revisão do projeto de layout da instalação. 	<p>Nenhum dos operadores de instalação auditados em 2022 utilizaram integralmente as normas/boas práticas recomendadas de Engenharia de Fatores Humanos citadas no Anexo D do Report IOGP 454. Um dos temas centrais com menor aderência foi o posicionamento de válvulas manuais de acordo com a criticidade para segurança, ao qual a IOGP sugere o uso da prática ASTM F1166 Capítulo 12. Frequentemente a equipe auditada apresentou, para atender a esta solicitação, materiais de curso e procedimentos internos contendo apenas a teoria de fatores humanos, sem qualquer especificação das ferramentas de implementação existentes, como as normas e boas práticas sugeridas por instituições consagradas como a IOGP, das quais algumas operadoras de contrato fazem parte.</p>
<p>[Item 4.2.1.1 e 10.3.b]</p> <p>Análise de tarefas críticas ou outro estudo realizado para estabelecimento do efetivo mínimo na unidade.</p>	<p>Que a quantidade de trabalhadores em uma instalação, em especial à quantidade mínima necessária para operar a instalação com segurança (efetivo mínimo), fosse calculada considerando uma análise criteriosa das tarefas contidas nos procedimentos críticos operacionais e no plano de resposta a emergência.</p> <p>Que tal análise de tarefas críticas estivesse alinhada a práticas recomendadas da indústria para cálculo de tempos e movimentos¹⁵.</p>	<p>O efetivo mínimo era estimado em função da experiência adquirida em plataformas semelhantes ou apenas no plano de resposta a emergência.</p> <p>Em alguns casos, uma estimativa era feita a partir da quantidade de procedimentos críticos, todavia sem considerar o tempo, a carga de trabalho ou a distância entre equipamentos para execução das tarefas contidas em cada procedimento crítico.</p>

¹⁵ [Human factors briefing note 11: task analysis](#), Energy Institute; [Guidance on human factors safety critical task analysis](#), Energy Institute; A Guide to Task Analysis, B. Kirwan and L.K. Ainsworth, CRC Press.

Documentação solicitada na auditoria	Expectativa do que se esperava encontrar	Diagnóstico da realidade encontrada
<p>[Item 4.2.1]</p> <p>Análise ergonômica dos trabalhos a serem realizados na instalação, assim como evidências de implementação de suas recomendações.</p>	<p>Que todas as instalações possuíssem uma Análise Ergonômica do Trabalho, com avaliação se a ergonomia dos equipamentos e sistemas da planta industrial estava adequada ao uso e às capacidades dos usuários, através de comparação com as boas práticas de engenharia.</p> <p>Que houvesse uma avaliação das tarefas rotineiras utilizando ferramentas como a RULA (para tarefas que exigem esforço físico) e NASA-TLX (para tarefas com alta demanda cognitiva, como gerenciamento constante de alarmes em telas de supervisor e tomadas de decisão gerenciais).</p> <p>Que todos os cargos fossem avaliados e que as recomendações resultantes destes relatórios estivessem gerenciadas.</p>	<p>Como a Análise Ergonômica do Trabalho já é um recurso obrigatório em todas as instalações, por força da norma NR-17¹⁶, foi observado que todas as instalações a possuíam.</p> <p>Todavia, poucas instalações de fato gerenciaram ou implementaram as recomendações provenientes dos relatórios.</p> <p>Além disso, a qualidade da maior parte dos relatórios estava abaixo do esperado, tendo a maioria deles focado na ergonomia “mesa-cadeira-computador” de funcionários que trabalham no casario, e poucos avaliando as tarefas rotineiras na planta industrial ou sala de controle.</p> <p>Apenas uma instalação foi avaliada através de NASA-TLX e RULA.</p>
<p>[Item 12.3.e]</p> <p>Todas as versões de todos os estudos e análise de riscos da instalação, incluindo análise de confiabilidade humana (HRA).</p>	<p>Que algumas plataformas tivessem realizado a análise de confiabilidade humana através de um método consolidado¹⁷ – como o HEART, Petro-HRA, SPAR-H, THERP – e minimamente para os procedimentos considerados críticos para a segurança da instalação.</p> <p>Que os principais fatores que podem influenciar a performance dos trabalhadores e aumentar o risco de erro humano tivessem sido avaliados, como por exemplo tempo de execução, acesso aos equipamentos, qualidade dos procedimentos escritos, interface humana-máquina, entre outros (os fatores são dependentes do método usado).</p>	<p>Somente uma instalação possuía uma análise de confiabilidade humana para apenas um procedimento. A análise, feita de forma voluntária, foi elaborada como parte de uma avaliação de custo-benefício para instalação de um dispositivo de segurança para diminuir o risco de erro humano. Outras análises foram apresentadas em 2022, todavia com desvios quanto ao mínimo necessário de informação para um relatório de avaliação de riscos (ex: falta de avaliação do nível do risco, equipe multidisciplinar e recomendações), e quanto ao número de procedimentos críticos cobertos da lista de procedimentos da plataforma. Verificou-se que os operadores não buscaram selecionar os melhores métodos de análise de confiabilidade disponíveis para suas operações, dentre os recomendados no relatório RR679 do HSE, e sim aqueles que algum colaborador da empresa já possuía conhecimento através de cursos de especialização.</p>

¹⁶ [Norma Regulamentadora nº17](#), do Ministério do Trabalho e Previdência.

¹⁷ Exemplos de método consolidado: [HEART](#), [SPAR-H](#), [Petro-HRA](#), [THERP](#), amplamente utilizados e aceitos por outros órgãos reguladores da área de óleo e gás. Um guia que contém os métodos com maior credibilidade é o [RR679 - Review of human reliability assessment methods](#) do órgão regulador HSE (*Health and Safety Executive*) do Reino Unido.

SEÇÃO 4

INFRAÇÕES DE SEGURANÇA OPERACIONAL

4.1 Processos sancionadores

4.2 Dosimetria da pena de multa

4.3 Multas

4.4 Julgamentos relevantes

A 4ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta o panorama das infrações de segurança operacional.

São apresentadas informações sobre os processos sancionadores e as multas aplicadas, bem como as principais mudanças com a nova dosimetria da pena de multa e os julgamentos relevantes de 2022.

4.1 Processos sancionadores

Desde 2019, a SSM/ANP empreendeu esforços a fim de intensificar as atividades de análise e julgamento dos processos administrativos sancionadores, com o objetivo de redução do passivo de processos que aguardavam julgamento. A capacidade de decidir em primeira instância superou significativamente o número de novos processos instaurados em razão das ações de fiscalização. Em 2022, foram julgados 93 processos (Gráfico 11), alcançando uma redução dos processos em tramitação de aproximadamente 65% quando comparado ao ano de 2019.

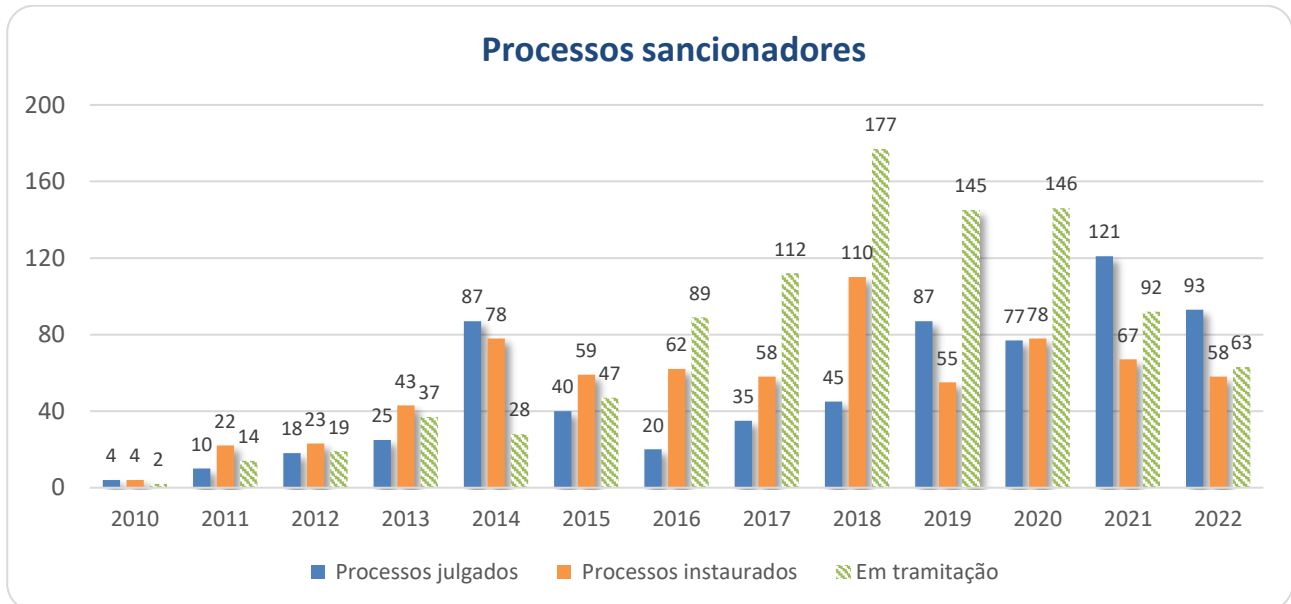


Gráfico 11. Processos instaurados, julgados e em tramitação na 1ª instância, de 2010 a 2022.

Como consequência, houve uma redução, em especial, do tempo entre a lavratura do auto de infração e a conclusão final do processo sancionador em 1ª instância. Enquanto em 2018 o tempo médio foi de 821 dias, em 2022 o tempo médio foi de 497 dias, representando uma redução de 39% (Gráfico 12).

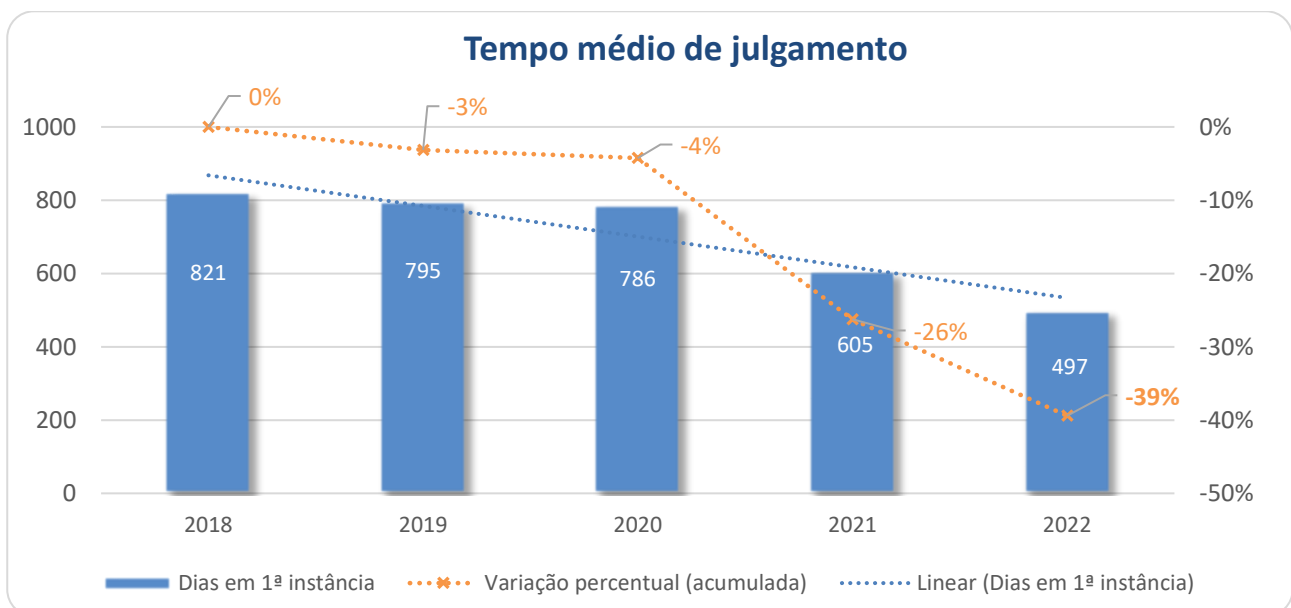


Gráfico 12. Tempo médio entre a lavratura do auto de infração e a conclusão do processo sancionador em 1ª instância (tempo de julgamento), de 2018 a 2022.

No contexto de uma regulação responsiva¹⁸, materializada pela Resolução ANP nº 851/2021, e que se afasta das práticas estritas de comando e controle, busca-se primariamente a educação para proatividade do agente regulado, que – de modo geral – é autuado quando a não conformidade não for sanada ou não for sanada tempestivamente. Assim, a lavratura do auto de infração ocorre, em regra, após as ações regulatórias preventivas e o decurso do prazo para saneamento. Neste sentido, **a busca pela minimização de tempo entre a lavratura da infração e o último ato da cadeia de verificação de saneamento das não conformidades visa acentuar a eficácia regulatória, essencial para a segurança operacional.**

4.2 Dosimetria da pena de multa

A intensificação das atividades de julgamento pela SSM/ANP afluou a percepção de que a dosimetria da pena de multa, em vigor desde 2017 com a edição da Nota Técnica nº 191/SSM/2017, carecia de um novo olhar, a fim de manter sua adequação frente às mudanças de cenários econômicos e à própria realidade do setor de óleo e gás, bem como aprimorar o caráter pedagógico-punitivo das penalidades arbitradas.

Nos últimos anos, os casos julgados indicam uma tendência de aumento de condutas de estagnação ao invés de proatividade e melhoria contínua dos agentes regulados. Foram identificados dezenas de casos em que há reiterado não saneamento das não conformidades identificadas em auditorias, seja pela proposição de ações ineficazes, seja pela postura inerte diante das evidências objetivas apresentadas. Há infrações nas quais os Operadores apresentam, por anos seguidos e em sucessivas auditorias, desvios idênticos em relação ao regulamento técnico – sendo constatado o mesmo desvio até quatro vezes consecutivas –, sem que o resultado do trabalho de saneamento seja suficiente para atender aos

preceitos de segurança estabelecidos pelas normas da ANP.

Nesta conjuntura, como resultado da evolução do trabalho regulatório associado à aplicação das penalidades, foram editadas em fevereiro de 2022 a [Nota Técnica nº 10/2022/SSM/ANP-RJ](#) e a [Orientação de Julgamento nº 1/2022/SSM/ANP](#), contendo a motivação, os fundamentos e as bases sobre as quais estará assentada a nova dosimetria de cálculo das penalidades de multa relacionada à segurança operacional das atividades de E&P, propiciando aos regulados a devida transparência e segurança jurídica a respeito das regras nas quais as penalidades de multa estão sendo aplicadas.

O descumprimento reiterado de um requisito técnico de segurança operacional é indicativo de que não existe investimento adequado para o aprimoramento do sistema de gestão e para internalização das lições aprendidas.

A revisão da dosimetria é mais uma ferramenta regulatória que visa incentivar o Operador a priorizar investimentos em melhoria contínua da segurança operacional.

A nova dosimetria mantém como balizas os limites e os critérios definidos pelos artigos 3º e 4º da Lei nº 9.847/1999, todavia, busca realizar as atualizações necessárias no intuito de refletir a experiência de julgamentos que a SSM/ANP vem acumulando nos últimos anos, como parte da filosofia de melhoria contínua dos processos dessa agência reguladora. A dosimetria passou a ser aplicável aos fatos ocorridos após a data de 21/03/2022, conforme a Orientação de Julgamento nº 1/2022/SSM/ANP. O período entre a publicação e a vigência permitiu a divulgação prévia das novas diretrizes aos agentes regulados, preservando o princípio *tempus regit actum*¹⁹ e seguindo as orientações da Procuradoria Geral junto à ANP para as alterações de dosimetria.

¹⁸ Responsive Regulation. Transcending the Deregulation Debate. Ian Ayres e John Braithwaite (1992). Disponível em: <http://johnbraithwaite.com/wp-content/uploads/2016/06/Responsive-Regulation-Transce.pdf>

¹⁹ *tempus regit actum*: os atos jurídicos se regem pelo dispositivo legal da época em que ocorreram.



Novidades da dosimetria da pena de multa

- ▶ **Simplificação da metodologia de cálculo:** adoção de percentuais fixos sobre a pena máxima prevista na Lei nº 9.847/1999, facilitando o entendimento;
- ▶ **Ajustes no critério da condição econômica do infrator:** a metodologia anterior permitia que alguns operadores de campos cedidos não fossem classificados com base na sua real capacidade econômica comprovada no âmbito da cessão de direitos;
- ▶ **Redução de inconsistências entre os fatores risco x punibilidade:** revisão dos valores de gravidade com pequena correção para penalidades menos graves e incremento para as de maior gravidade e risco;
- ▶ **Gravidade diferenciada para processos relacionados a incidentes:** tabela com percentuais próprios, diferenciando os casos em que o descumprimento teve como resultado um incidente, sendo alvo de investigação específica;
- ▶ **Gravidade diferenciada por ambiente operacional:** dutos e campos terrestres foram unificados e “pré-sal” deixou de ser considerado na classificação de ambiente operacional;
- ▶ **Melhor parametrização de agravantes e atenuantes:** mais previsibilidade, transparência e penalidades afinadas com o caso concreto;
- ▶ **Antecedentes:** nova calibragem de percentuais no intuito de dissuadir a repetição de infrações para os casos de infratores contumazes.

! Para além da nova calibragem de percentuais em consideração aos antecedentes, foi incluída a previsão da **perda dos direitos exploratórios pelo Operador, aplicável a casos mais extremos de reiterado descumprimento de norma de segurança operacional na mesma unidade, hipótese na qual pode vir a ser acionada a cláusula de Extinção por Inadimplemento Absoluto, nos termos dos contratos de E&P**. Tal situação além de altamente indesejável e reprovável do ponto de vista regulatório, é desde logo já prevista no contrato como motivo suficiente para que a União dê por rescindido o direito de exploração e produção, com base no inadimplemento configurado, e em nome da segurança das atividades, tratando-se apenas de mais uma fonte prevista para seu eventual acionamento.

Pode-se afirmar que **a revisão da dosimetria da pena – nos moldes propostos – beneficia as empresas que cooperam para atingir um cenário de excelência em segurança operacional e buscam a efetiva aderência às normas técnicas contidas nos regulamentos técnicos emitidos pela SSM/ANP**. Este entendimento está calcado no fato de que se pretende apurar, de forma mais justa e individualizada, em especial, as condutas das empresas frente às notificações de saneamento de não conformidades, permitindo ao julgador uma margem de discricionariedade, devidamente fundamentada, para agravar na proporção devida as infrações nas quais se percebe que não houve ações efetivas e adequadas ou, quando cabível, atenuar a penalidade relativa a condutas nas quais se verifica que o agente buscou soluções que pudessem contribuir para a segurança como um todo, preservando vidas, o meio ambiente e a instalação.

Por fim, é entendimento consolidado na SSM/ANP que as metodologias adotadas para dosimetria da pena de multa devem possuir um carácter cíclico, sendo revisadas e reajustadas de tempos em tempos no intuito de realizar adequações e eliminação de eventuais distorções, conferindo, assim, uma resposta adequada e afinada ao que se deseja comunicar ao mercado e à sociedade com a regulação exercida pela Agência no âmbito da segurança operacional e do meio ambiente. Portanto, pretende-se que a nova metodologia seja um organismo vivo, sendo devidamente complementada, por meio de novas orientações de julgamento. Nesta linha, estão previstos novos parâmetros e definições a serem divulgados em 2023, a fim de complementar a aplicação da metodologia prevista na Orientação de Julgamento nº 1/SSM/2022.

4.3 Multas

A aplicação de multas em 2022 totalizou um valor de R\$ 628.394.091,75. Já as multas recolhidas, por sua vez, somam um valor equivalente a R\$ 81.383.124,14 (Gráfico 13). Observa-se que em 2022 foi atingido patamar de multas aplicadas muito superior ao dos anos anteriores. Este aumento acentuado decorre da **aplicação de multas que totalizaram R\$ 548 milhões em razão do julgamento em primeira instância de 275 infrações relacionadas à poços que descumpriram o requisito 10.5.3.3 do SGIP, envolvendo situação de abandono temporário sem monitoramento por mais de 3 anos**, conforme detalhado no item 4.4.



Você sabia?

O parágrafo 3º do artigo 4º da Lei nº 9.847/99 faculta o pagamento da multa com 30% de desconto, nos casos em que o interessado renuncia ao direito de recorrer e efetua o pagamento no prazo do recurso.

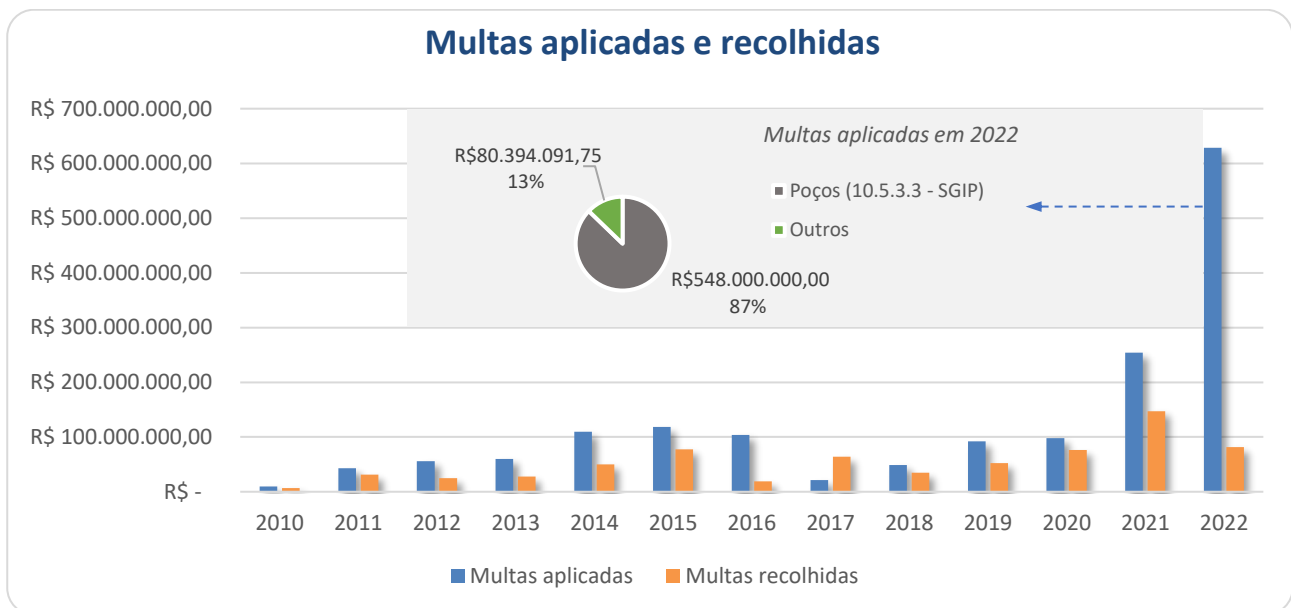


Gráfico 13. Valores de multas aplicadas e recolhidas anualmente pela SSM/ANP, de 2010 a 2022.



Informações detalhadas sobre multas e processos sancionadores instaurados pela SSM/ANP podem ser obtidas no [Painel Dinâmico de Processos Sancionadores](#).

4.4 Julgamentos relevantes

Descumprimento do requisito 10.5.3.3 do regulamento técnico do SGIP

Processos sancionadores relacionados a cerca de 300 poços marítimos em descumprimento do requisito 10.5.3.3 do [SGIP](#) se encontravam suspensos em função de negociações de um possível termo de ajuste de conduta da empresa Petrobras. Os termos discutidos acordariam contrapartidas e que as soluções pendentes (abandono permanente, monitoramento ou retorno operacional) fossem implementadas dentro de cronograma baseado nos riscos estimados para cada poço, considerando suas características e localização. No entanto, devido ao excessivo alongamento das negociações e da ausência de consenso acerca dos termos do possível acordo, tais

Requisito 10.5.3.3 do SGIP

Limitar o período de Abandono Temporário Não Monitorado a um prazo máximo de 03 (três) anos, não prorrogáveis.

processos tiveram seu curso de julgamento retomado, chegando ao fim da primeira instância no segundo semestre de 2022.

A parte disto, conforme item 3.3, também foram instaurados novos processos abrangendo poços terrestres e marítimos, todos relativos à limitação da condição de poço em abandono temporário sem monitoramento a no máximo 3 anos, não prorrogáveis. Ao todo, em 2022, foram julgadas 275 infrações relativas aos poços marítimos, dentre eles, poços envolvidos nas tratativas para ajuste de conduta da Petrobras, totalizando R\$ 548 milhões em multas aplicadas. Estes processos, julgados em primeira instância em novembro e dezembro de 2022, encontram-se atualmente em tramitação em segunda instância, aguardando julgamento de recurso, o que explica a grande diferença entre o valor de multas aplicadas e recolhidas em 2022 no âmbito da SSM/ANP.

Importante assinalar que para estes julgamentos é adotado raciocínio diverso do previsto na dosimetria regular para o cálculo do fator gravidade, em função de características próprias que o descumprimento deste item do regulamento representa, uma vez que se trata de inadimplemento total da norma e que os bens jurídicos tutelados pela regulação estão expostos a riscos absolutamente desconhecidos ao se tratar de ativos sem monitoramento.

É sabido que as melhores práticas e os regulamentos internacionais refletem preocupação comum da indústria do petróleo mundial acerca do monitoramento da integridade de poços que não possuem sua integridade monitorada, definindo um limite de tempo nesta condição, com o objetivo de redução dos riscos de vazamentos, incidentes e danos ao meio ambiente.

A gestão de integridade de poços faz parte das melhores práticas da indústria com as quais os Operadores de E&P se comprometem ao firmar contratos de E&P de petróleo e gás natural com a União, sendo inadmissível a manutenção de atitudes protelatórias em relação ao cumprimento destas obrigações, em detrimento da segurança e em desconsideração aos elevados riscos que impõe ao meio ambiente.

Descumprimento reiterado de um mesmo requisito

Observou-se um número significativo de casos nos quais foi constatado histórico de descumprimento reiterado de um mesmo requisito do regulamento técnico de segurança operacional, denotando que os desvios vinham se mantendo por anos, conforme verificado nas auditorias regulares. Tal situação foi observada nas instalações marítimas de produção P-61, P-50, FPSO Fluminense, P-43, Plataforma de Merluza, P-58 e nas sondas marítimas Carolina e Vitória, onde não foi constatada atuação eficaz das Operadoras para eliminar as causas-raiz das não conformidades repetidamente identificadas. A fim de dar a resposta adequada a esses casos, e, como parte do amadurecimento da dosimetria de penalidades, a SSM/ANP passou a aplicar **agravamento em função do resultado por descumprimento reiterado de um requisito de regulamento técnico de segurança operacional**, conforme a nova dosimetria de penalidades adotada na Orientação de Julgamento nº 1/2022/SSM/ANP.

Grupo societário

A empresa PetroRio Jaguar Petróleo Ltda., que pertence ao grupo societário responsável pelas atividades de E&P exercidas pela Operadora PetroRio, teve agravamento da penalidade no processo sancionador referente à instalação FPSO Frade. O agravamento ocorreu em função do número de antecedentes registrados em nome de todo o grupo (número de processos sancionadores no âmbito da SSM/ANP), nos 5 anos anteriores à data de encerramento da instrução processual.

Entende-se que **o uso de denominações societárias distintas não deve impedir a real consideração dos antecedentes da empresa infratora**, uma vez que tais empresas compartilham um mesmo sistema de gestão de segurança operacional em seus ativos, não sendo lógico, nem tampouco equânime com os demais operadores a adoção da consideração dos antecedentes apenas com base no CNPJ e razão social indicados no Documento de Fiscalização.

SEÇÃO 5

INCIDENTES OPERACIONAIS

5.1 Aspectos gerais

5.2 Incidentes nas atividades marítimas

5.3 Incidentes nas atividades terrestres

5.4 Lições aprendidas com incidentes

A 5ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional trata dos incidentes ocorridos na indústria de E&P de petróleo e gás natural em 2022.

São apresentados os dados provenientes dos incidentes nas atividades marítimas e terrestres comunicados à ANP. Tais dados são analisados de forma comparativa à evolução histórica nacional e com as taxas de desempenho apuradas por órgãos internacionais. Também são apresentadas as lições aprendidas com incidentes relevantes.

5.1 Aspectos gerais

Conforme explicado no item 2.1, os incidentes ocorridos nas atividades de exploração e produção devem ser comunicados à SSM/ANP. Os dados provenientes dos comunicados compõem a base de dados de incidentes a qual, entre outras finalidades, permite a criação de indicadores de incidentes, que são expostos neste capítulo. Para fins de comparação, os indicadores de incidentes são exibidos conjuntamente com um indicador gerado a partir de dados de incidentes internacionais, sempre que este estiver disponível.



Você sabia?

Nos termos da [Resolução ANP nº 882/2022](#):

Incidente: é a ocorrência que cause ou tenha potencial de causar poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação, sendo, portanto, considerados incidentes os **quase acidentes e os acidentes**.

Quase acidente: é a ocorrência que tenha **potencial** de causar poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação.

Acidente: é a ocorrência que **resulte** em poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação.

5.2 Incidentes nas atividades marítimas

Em 2022, foram recebidos 2410 comunicados de incidentes em instalações marítimas. A Tabela 6 apresenta as principais informações, destacando as tipologias de acidentes mais comunicados no ano. Plataformas de produção e poços marítimos comunicaram 1244 incidentes, correspondendo a cerca de 82% do total de incidentes *offshore* comunicados. Os demais incidentes são relacionados a outras instalações, como sondas marítimas de perfuração, sistemas submarinos e embarcações de apoio.

Tabela 6. Resumo dos incidentes *offshore* em 2022.

1509 incidentes <i>offshore</i> em 2022			
Plataformas de produção		Poços marítimos	
1044 comunicados		200 comunicados	
Acidentes mais comunicados		Acidentes mais comunicados	
1	Queda de objetos	119	
2	Princípio de incêndio	74	
3	Descarga menor de óleo	44	
4	Interrupção não programada superior a 24 horas decorrente de incidente operacional	37	
5	Ferimento com afastamento por mais de 3 (três) dias	31	
			1 Descarga menor de material com alto potencial de dano
			2 Descarga menor de fluido de perfuração, completação ou intervenção em poços
			3 Descarga significativa de material com alto potencial de dano
			4 Falha da barreira primária na perfuração ou intervenção em poços (<i>kick</i>)
			5 Descarga menor de óleo

Os dados referentes às instalações marítimas que executam atividades de E&P são exibidos na forma de taxas, conforme detalhadamente descrito no [sítio da ANP](#). Os *benchmarks* utilizados nesta seção foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo *International Regulators Forum* (IRF) em seu Projeto de Acompanhamento de Desempenho, para os anos de 2012 a 2021²⁰.

O Gráfico 14 expõe o índice de fatalidades (FAR – *Fatal Accident Rate*) das atividades marítimas de E&P no Brasil entre 2013 e 2022.

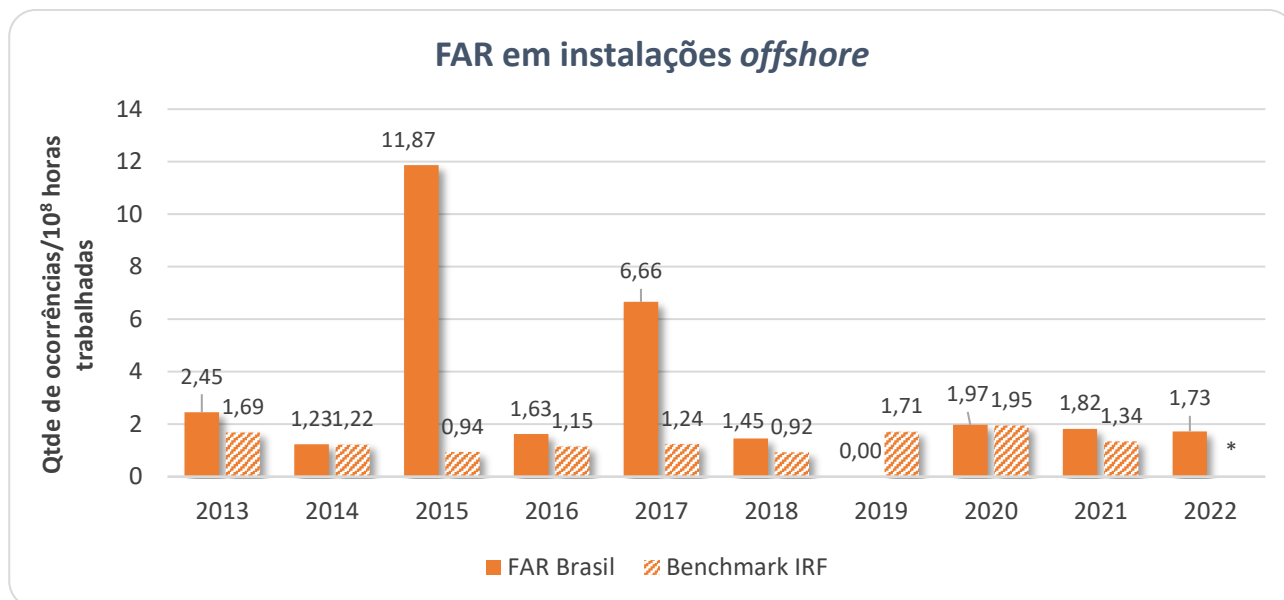


Gráfico 14. FAR em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2022.

Em 2022, foi registrada uma fatalidade em atividade operacional *offshore*. Esta fatalidade ocorreu na plataforma P-19, operada pela Petrobras, em 02/08/2022, durante a realização de trabalhos de manutenção na sala de geradores auxiliares, que foi inundada por CO₂ após uma ativação espúria do sistema de combate a incêndio por CO₂. O acidente encontra-se em investigação pela ANP.

Adicionalmente, ocorreu outra fatalidade que, no entanto, não foi contabilizada no índice por não se tratar de acidente em atividade operacional. Tal fatalidade ocorreu em acidente de helicóptero próximo ao campo de Manati (Petrobras), em 16/03/2022. Houve o pouso forçado de uma aeronave próxima à plataforma, após deixar o aeroporto. Havia dois tripulantes e 11 passageiros na aeronave. Após o pouso forçado na água, os passageiros foram resgatados por uma lancha, que foi direcionada para a terra, buscando atendimento médico. Em terra, a equipe médica confirmou a morte de um membro da tripulação. A investigação está sendo realizada pela autoridade aeronáutica.

O Gráfico 15 apresenta a taxa de ferimentos graves, referente à quantidade de colaboradores feridos gravemente por cada milhão de horas trabalhadas em instalações *offshore*.

²⁰ Os dados dos países de referência relativos a 2022 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

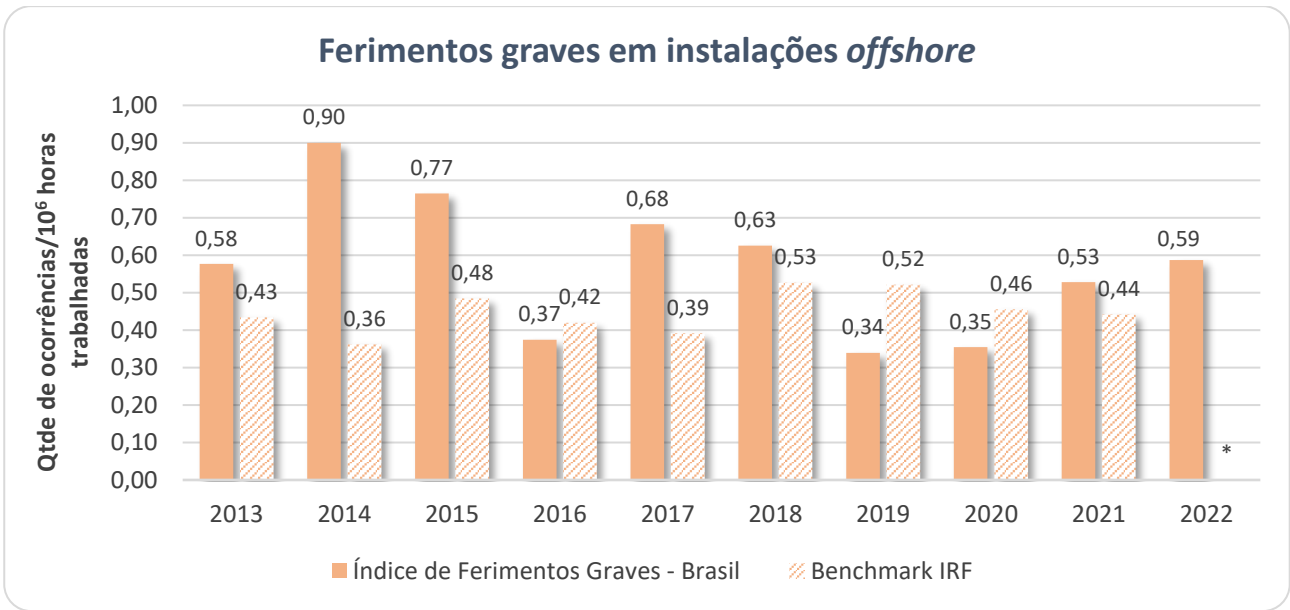


Gráfico 15. Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022.

O Gráfico 16 ilustra as taxas de perda de contenção significativa de gás inflamável nas instalações offshore. Em 2022, a taxa relativa a este incidente atingiu o menor valor da série histórica.

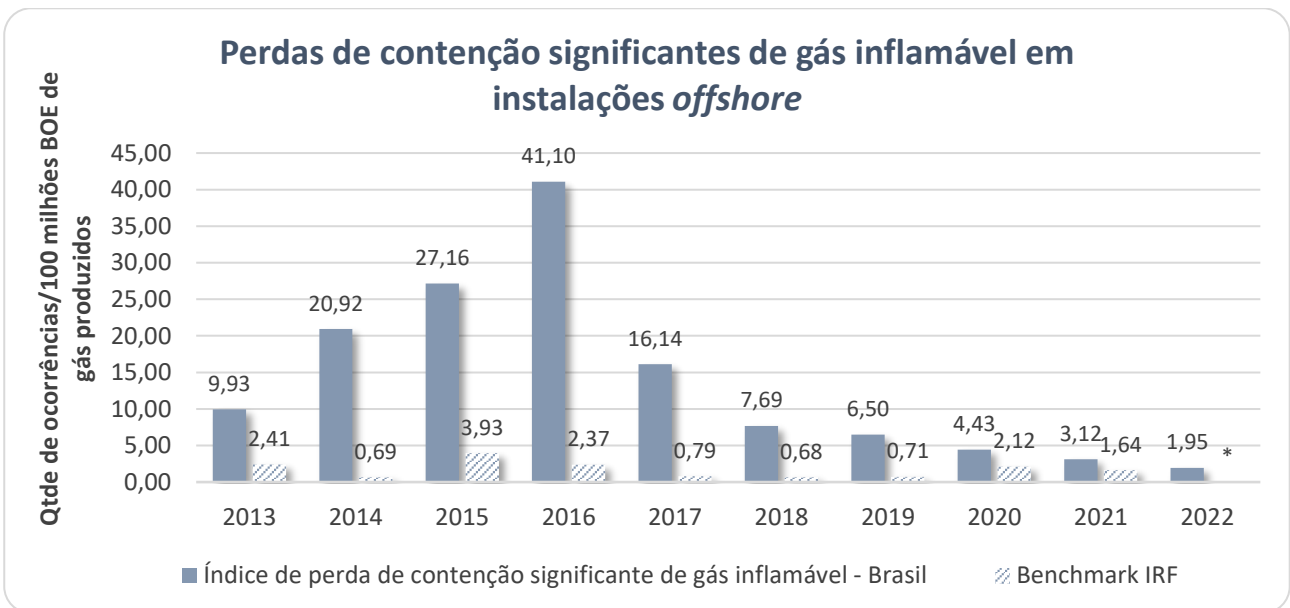


Gráfico 16. Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022.

O Gráfico 17 apresenta as taxas de perdas de contenção maiores de gás inflamável nas instalações offshore. A taxa relativa às perdas de contenção maiores de gás inflamável atingiu o segundo menor valor desde 2013.

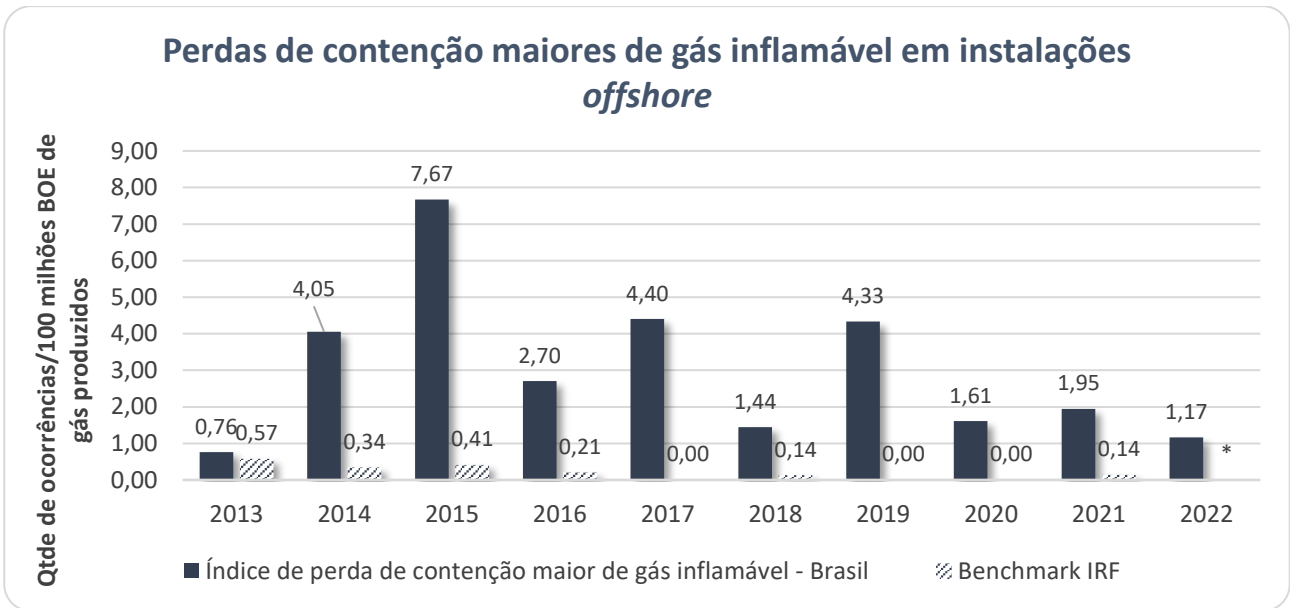


Gráfico 17. Taxas de perdas de contenção maiores de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022.

O Gráfico 18 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de E&P. Em 2022 não ocorreram eventos deste tipo no Brasil.

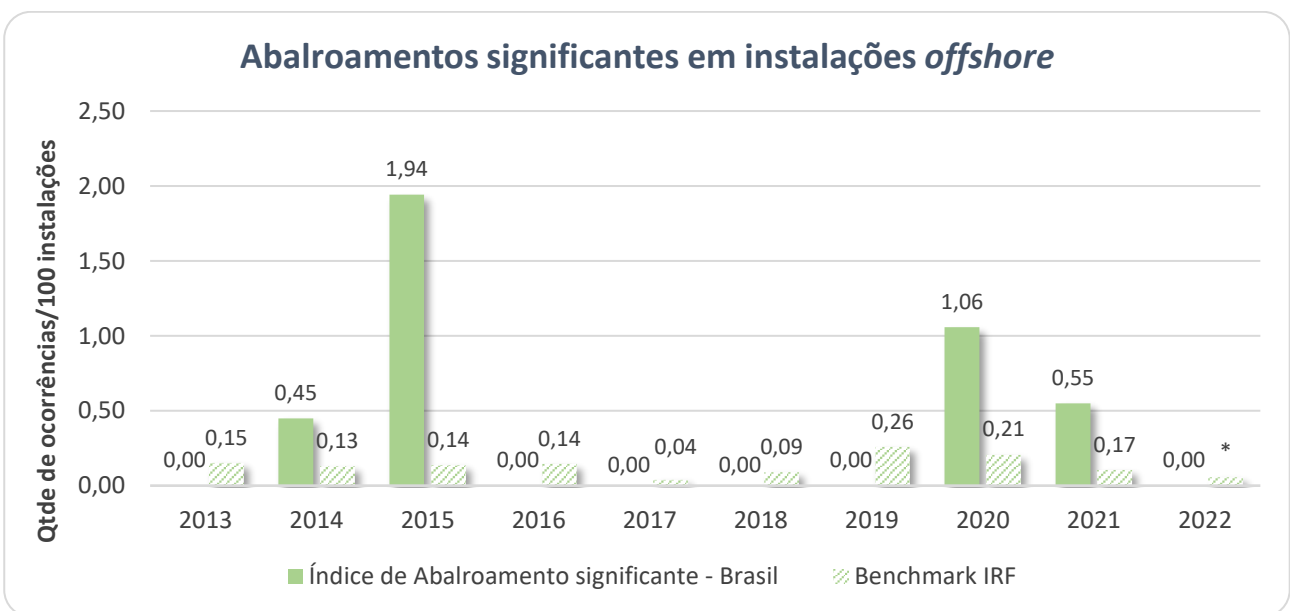


Gráfico 18. Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022.

O Gráfico 19 apresenta as taxas de princípios de incêndio em instalações de E&P offshore, para os quais não há valor de benchmark para comparação.

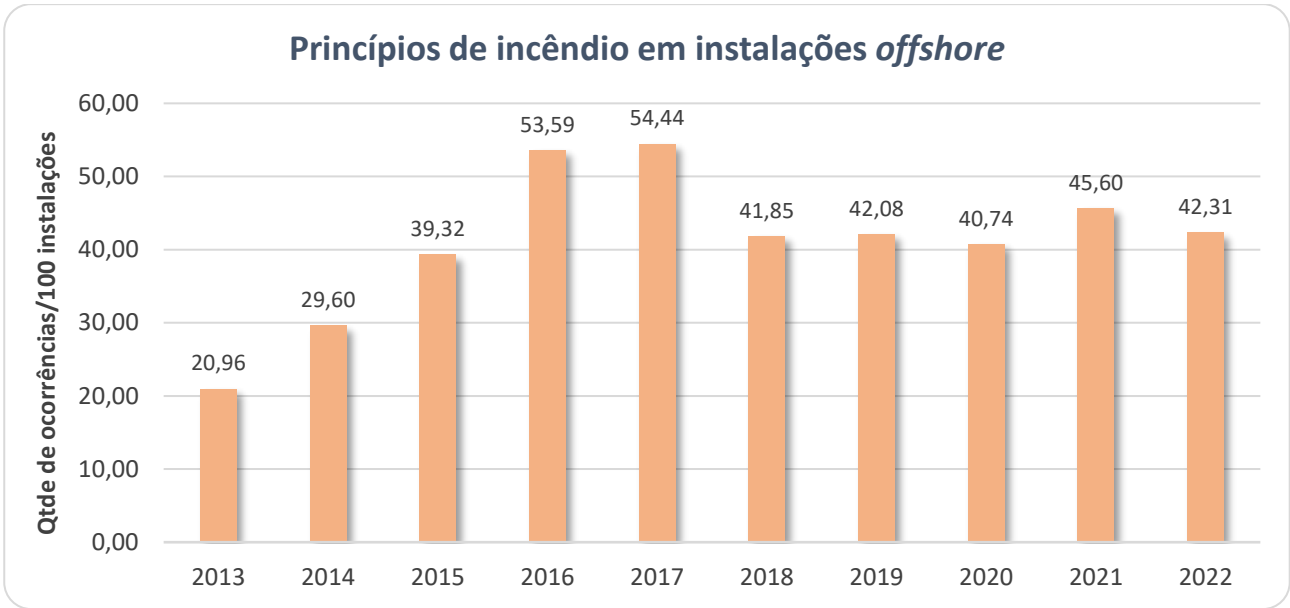


Gráfico 19. Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2022.

Quanto aos princípios de incêndio, existe uma clara dificuldade da indústria em estabelecer práticas que minimizem a taxa de ocorrências para abaixo de 40 ocorrências por ano para cada 100 instalações.

O Gráfico 20 apresenta as taxas de incêndios significantes.

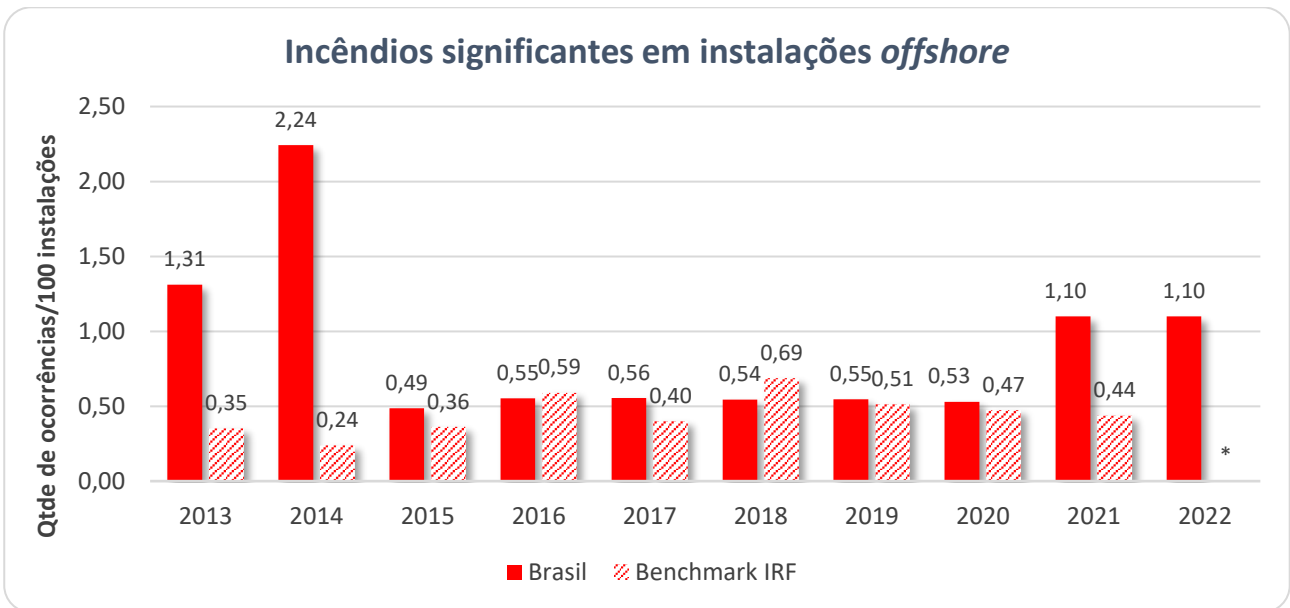


Gráfico 20. Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2022.

Em 2022, a taxa de incêndio significativo atingiu valor muito próximo ao observado em 2021, no qual a taxa havia dobrado em relação ao ano anterior (passando de 0,53 para 1,10). Nesse ano, foi registrada a ocorrência de um incêndio significativo em instalação *offshore* no Brasil, após vazamento de gás em uma linha de *gas lift*, conforme detalhado no item 5.4.

Analisando conjuntamente as taxas de princípio de incêndio (Gráfico 19) e de incêndio significativo (Gráfico 20), reforça-se a necessidade de fortalecimento das barreiras aos cenários de incêndio e explosão, conforme exposto no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#).

O Gráfico 21 apresenta as taxas de incêndios maiores. Em 2022 não ocorreram eventos deste tipo no Brasil.

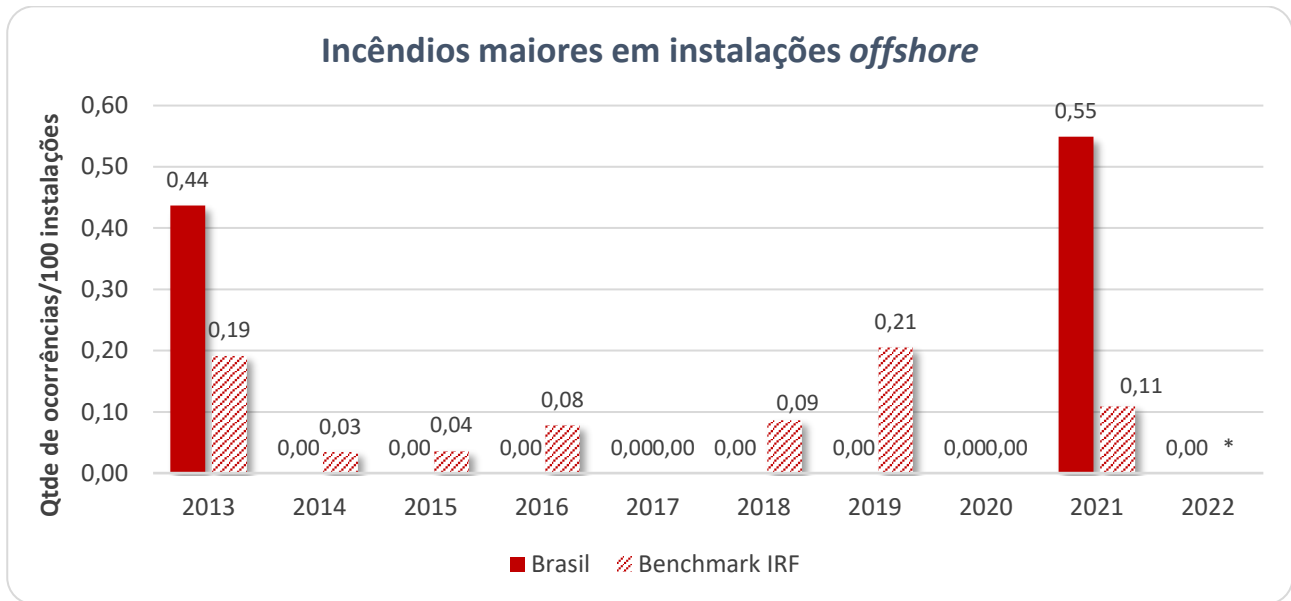


Gráfico 21. Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2022.

O Gráfico 22 apresenta a quantidade de eventos e o volume descarregado no mar, tanto de óleo cru quanto de óleo diesel, de 2013 a 2022.

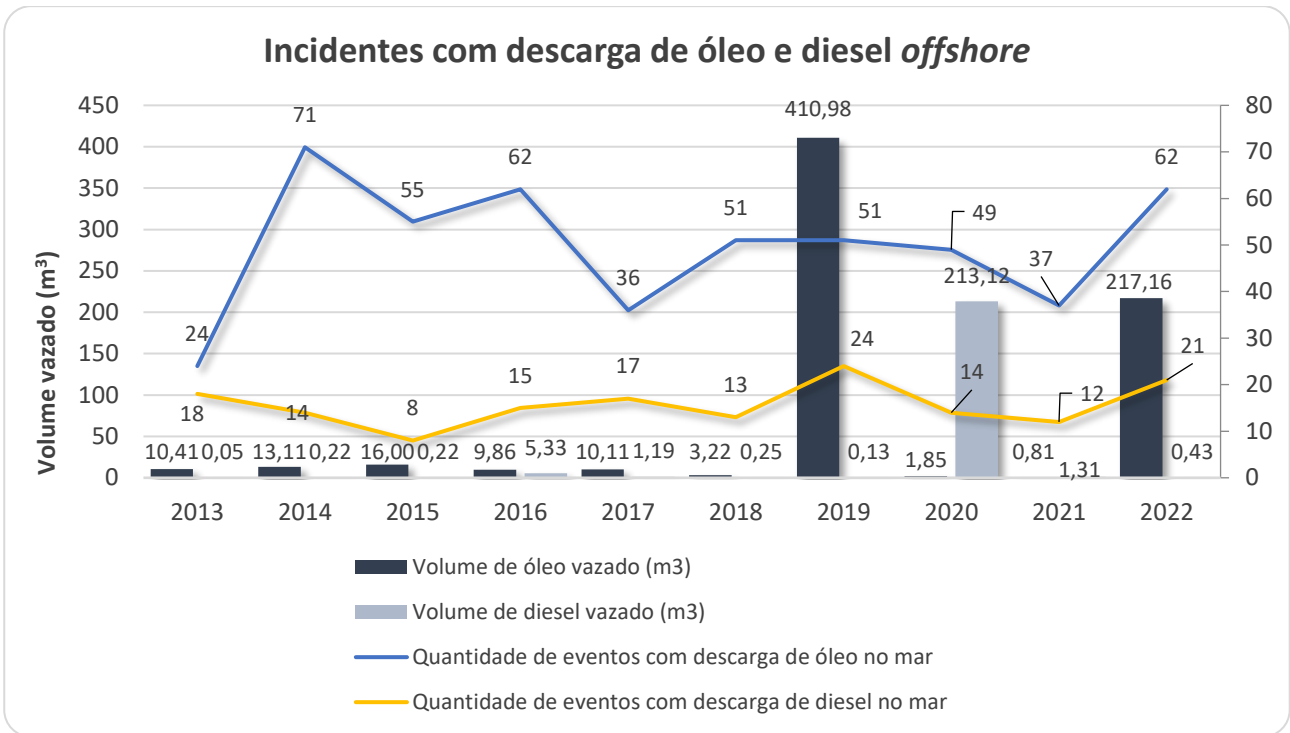


Gráfico 22. Incidentes com descarga de óleo cru e óleo diesel offshore entre 2013 e 2022.

Em 2022, o volume de óleo descarregado no mar devido a incidentes em atividades de E&P apresentou o valor de 217,16 m³, sendo o segundo maior valor registrado na série histórica. Grande parcela desse volume (158,3 m³) foi proveniente do acidente de descarga maior de óleo no FPSO Cidade de Anchieta, conforme detalhado no item 5.4.

O volume de diesel descarregado se manteve no patamar do ano de 2021.

5.3 Incidentes nas atividades terrestres

Em 2022, foram recebidos 911 comunicados de incidentes em instalações de E&P terrestre. A Tabela 7 apresenta as principais informações, destacando as tipologias de acidentes mais comunicados no ano.

Tabela 7. Resumo dos incidentes onshore em 2022.

894 incidentes onshore em 2022			
Acidentes mais comunicados		Quase Acidentes mais comunicados	
1	Descarga menor de óleo	31	
2	Princípio de incêndio	26	
3	Descarga significativa de óleo	22	
4	Ferimento com afastamento por mais de 3 dias	11	
5	Descarga significativa de água oleosa	10	
1	Falha de elemento do conjunto solidário de barreira (CSB)	521	
2	Parâmetro de monitoramento de CSB fora do limite do projeto	131	
3	Quase acidente de alto potencial	19	
4	Perda de contenção primária significativa de óleo	13	
5	Falha no Blowout Preventer (BOP)	11	

Em comparação ao ano de 2021, houve uma redução de cerca de 11% na quantidade de incidentes ocorridos em campos terrestres. Merece destaque o fato de que mais de 70% dos comunicados de incidentes *onshore* em 2022 são relativos a falhas de elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) ou parâmetro de monitoramento de CSB fora do limite de projeto. De forma análoga ao comentário feito no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#), o aumento significativo dos comunicados destas duas tipologias deve ser interpretado como um indicador de adesão ao [SGIP](#), uma vez que tais ocorrências são decorrentes de ações de monitoramento e inspeção em poços impostas por este regulamento técnico, cujo período de adequação se encerrou no final de 2020.

De forma semelhante às instalações marítimas de E&P, os dados referentes aos incidentes em instalações terrestres também são exibidos na forma de taxas. O *benchmarking* utilizado para os incidentes *onshore* baseia-se nos indicadores divulgados pela *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP).

O Gráfico 23 apresenta o indicador de fatalidades (FAR - *Fatal Accident Rate*) das atividades *onshore* no Brasil de 2013 a 2022, comparado ao índice apurado com os dados do IOGP.

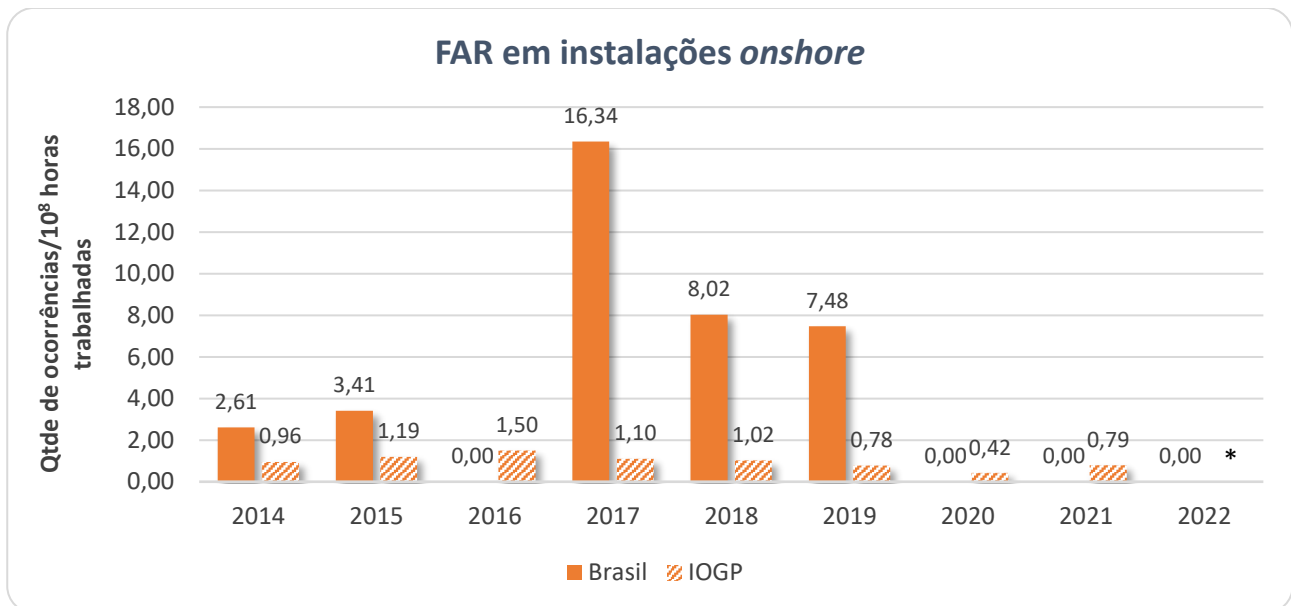


Gráfico 23. FAR em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2022.

Nos últimos 3 anos, não ocorreram fatalidades em instalações *onshore* no Brasil.

O Gráfico 24 apresenta a taxa de ferimentos graves em instalações *onshore*.

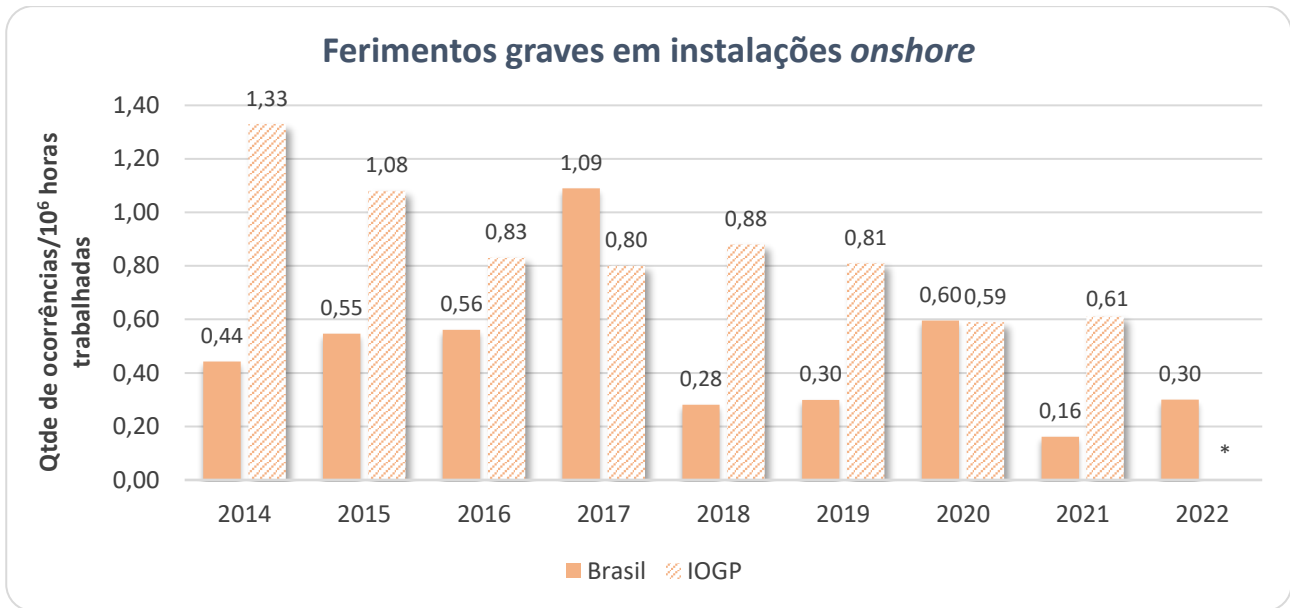


Gráfico 24. Taxa de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2022.

Após o aumento da taxa de ferimentos graves em 2020, houve redução da taxa em 2021 e 2022, atingindo o mesmo valor que 2019, menor valor da série histórica.

O Gráfico 25 apresenta o volume de óleo descarregado em terra.

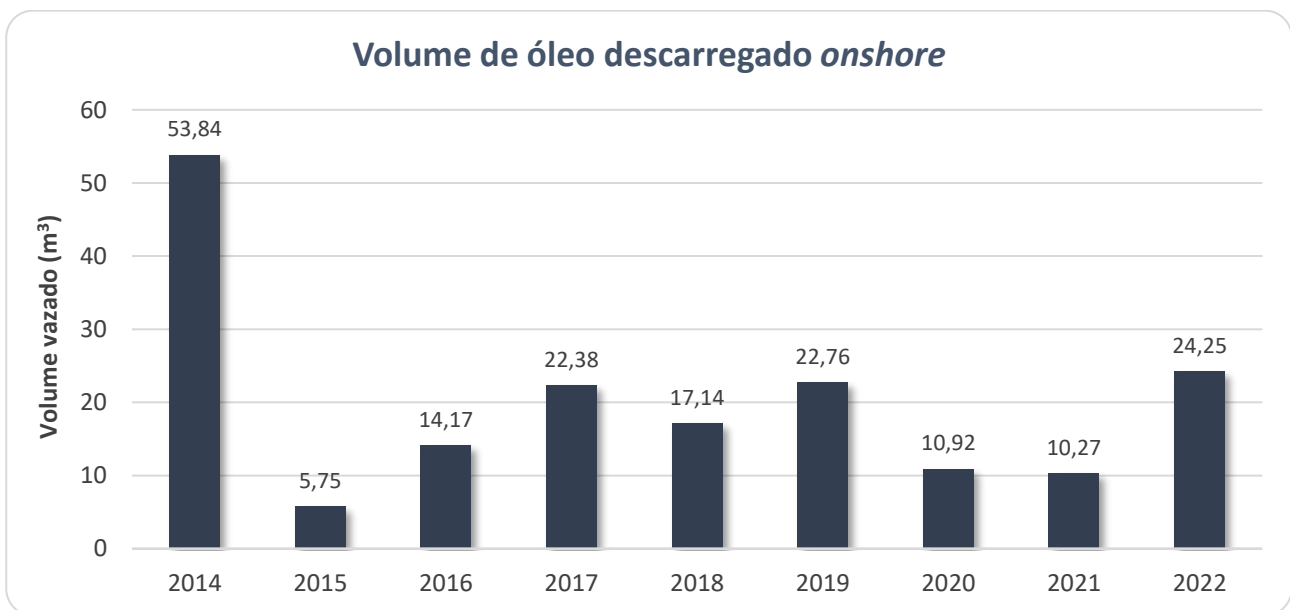


Gráfico 25. Volume de óleo descarregado em atividades *onshore* entre 2014 e 2022.

O volume de óleo descarregado em 2022 atingiu o segundo maior valor desde 2014. As descargas menores e significantes de óleo foram, respectivamente, a primeira e terceira tipologias de acidente mais comum nas instalações *onshore*, totalizando 31 e 22 eventos no ano.

5.4 Lições aprendidas com incidentes

Em 2022, foram abertos 63 processos de acompanhamento de incidentes ocorridos em atividades de E&P e publicados quatro alertas de segurança.

- ▶ [Alerta de Segurança 016-ANP/SSM](#): liberação de gás em alta pressão e incêndio após a perda de integridade da linha de *gas lift*;
- ▶ [Alerta de Segurança 017-ANP/SSM](#): superaquecimento de caldeira;
- ▶ [Alerta de Segurança 018-ANP/SSM](#): ruptura de linha *gas lift* com liberação de gás; e
- ▶ [Alerta de Segurança 019-ANP/SSM](#): descarga através da linha de controle na árvore de natal molhada (ANM) durante intervenção com sonda.

Destaca-se que dois alertas são relativos a ocorrências de perda de integridade em linhas de *gas lift*, resultando em liberação de gás.

No que tange aos incidentes acompanhados pela SSM/ANP, destacaram-se em 2022 os casos a seguir.

Explosão mecânica no FPSO OSX-3 (PetroRio)

Em 02/01/2022, durante o teste de partida a gás da turbina C, ocorreu uma explosão no duto de expansão, causando danos e ruptura na estrutura de suporte do duto. A SSM/ANP acompanhou a investigação conduzida pela operadora. O acidente ocorreu devido aos seguintes fatores causais: acúmulo de subproduto derivado da reação do sequestrante de H₂S com H₂S na turbina; excesso de entrada de gás pesado na turbina; sobrepressão no duto de exaustão por fluido aprisionado; purga ineficiente para remoção de hidrocarbonetos residuais; e alto teor de hidrocarbonetos líquidos no gás. A investigação apontou como causas-raiz: falhas no planejamento (falta de avaliação prévia da presença do subproduto na planta de gás e falta de cromatografia da mistura); falha no projeto (tempo de purga definido pelo fabricante não é suficiente para a renovação do inventário do duto, falta de isolamento térmico e resfriador após o *skid* de compressão); falha na construção (isolamento não instalado à jusante do compressor); falha no comissionamento (falta de manômetro, unidades de temperatura mal configuradas na IHM (interface homem-máquina), planta de gás não comissionada); falta de testes funcionais antes da partida (nos *dampers*); falta de treinamento (falta de conhecimento do projeto detalhado pela equipe de bordo); falha em fatores humanos (unidades de temperatura mal configuradas na IHM); e análise de risco inadequada (falha de intertravamento em *scrubbers* de processo). A SSM/ANP está elaborando um alerta de segurança sobre o incidente.

Incêndio significativo após vazamento de gás em uma linha de *gas lift* na P-08 (Trident)

O acidente ocorreu em 12/01/2022 e houve parada emergencial e despressurização da unidade. Não houve feridos. A SSM/ANP suspendeu a operação da plataforma até 08/04/2022. O operador realizou a investigação do acidente, que identificou os seguintes fatores causais: má integridade da linha de gás; golpe de aríete devido à diferença de pressão; atraso para interromper a liberação de gás; e existência de fonte de ignição. A investigação identificou como causas-raiz:

- ▶ Falha em procedimentos: técnicas e frequências de inspeção inadequadas para a linha de gás; procedimento de partida não considerou a avaliação da pressão através da *shutdown valve* – SDV antes do realinhamento;
- ▶ Falha no projeto: projeto inadequado do fornecimento de ar de instrumento não essencial, tela do sistema SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* que não permitia acionar as SDVs de forma eficiente e rápida); falha de treinamento (nenhuma revisão detalhada ou aprovação do relatório de inspeção, falta de treinamento para fechar a *automatic diluent valve* – ADV localmente;

- ▶ Gestão documental (falta de registros);
- ▶ Falha na gestão de elementos críticos de segurança: procedimento de teste de SDV inadequado;
- ▶ Análise de risco inadequada: localização inadequada dos detectores e existência de equipamentos não ATEX – Atmosfera Explosiva em área classificada; e
- ▶ Comunicação inadequada: comunicação de procedimentos ao pessoal que efetuava a manutenção dos detetores de gás e chama.

O incidente motivou a elaboração do [Alerta de Segurança SSM 016](#).

Descarga maior de óleo do FPSO Cidade de Anchieta (Petrobras)

Em 22/01/22 foi observada uma feição suspeita de óleo na lateral da embarcação, movendo-se na direção da corrente marítima. Visualmente, foi possível notar o surgimento de bolhas na superfície do mar. Com o tempo, a mancha tornou-se maior e espessa, indicando a continuidade do vazamento. Dois tanques foram identificados como responsáveis pelo vazamento e o volume total vazado foi de 158,3 m³. O incidente foi monitorado diariamente, durante a fase de resposta à emergência, pela ANP, Marinha e Ibama.

Em 26/01/2022, em virtude da grande quantidade de óleo derramado no mar e das dúvidas em relação à causa do vazamento e considerando ainda que a produção de óleo do FPSO Cidade de Anchieta foi paralisada, a SSM/ANP determinou que somente seria permitido o retorno das operações após apresentação e análise técnica pela Agência de documentos relativos à gestão da integridade dos tanques, Certificado de Classe da unidade e do relatório de investigação do evento. O objetivo era o de evidenciar a implementação de requisitos da [Resolução ANP nº 43/2007](#) e da [Resolução ANP nº 44/2009](#), visando minimizar a possibilidade de ocorrência de incidentes similares.

A SBM, operadora da instalação, e a Petrobras, operadora do contrato, investigaram o incidente. As causas-raiz indicadas foram:

- ▶ Falha na fase de construção: padrão de engenharia não seguido durante a fase de conversão, devido à ausência de hidrojateamento ou jateamento abrasivo do revestimento de fundo para permitir inspeção completa da estrutura, revestimento de fundo não aplicado em algumas áreas durante a conversão e sistema de revestimento não substituído durante a conversão;
- ▶ Falha na fase de projeto: proteção catódica com baixa performance, uma vez que os requisitos de projeto para sistemas de proteção catódica não têm o requisito de identificar a profundidade da camada de água nos tanques de carga e acúmulo de sólidos do trem de produção que passam para os tanques de carga;
- ▶ Falha nos procedimentos operacionais: método para limpeza de tanques; e
- ▶ Falha na gestão da integridade: limpeza e inspeção dos tanques foi considerada adequada pela operadora e classe, mas defeitos passaram despercebidos - sinais de danos mecânicos, relacionados a procedimentos de limpeza.

A investigação do acidente foi apresentada à SSM/ANP e, nesta ocasião, foram identificadas diversas deficiências do processo de investigação, a saber:

- ▶ Não foi indicado o mecanismo de corrosão ocorrido;
- ▶ O relatório não apresenta uma árvore de causas, prejudicando a compreensão donexo causal entre as falhas apontadas;
- ▶ O relatório não apresenta as evidências que suportam as causas apontadas;

- ▶ O plano de ações para tratamento das causas não está claro em sua abrangência (ex: existe uma ação para efetuar inspeção dos tanques, sem especificar se esta ação se refere somente aos tanques que falharam, aos tanques de carga com um todo ou aos demais tanques).

Este fato reforça a dificuldade da indústria em atender ao desafio de aprimoramento do processo de investigação e incorporação de lições aprendidas proposto pela SSM/ANP nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de [2020](#) e [2021](#) –, ressaltando que se trata de um desafio recorrente em relação aos anos anteriores e que ainda não foi superado.



Desafio #2022.4: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.

Foi solicitado um sumário executivo da investigação de forma a elucidar melhor os mecanismos de falha ocorridos, contendo:

O retorno operacional foi autorizado em 25/11/2022, uma vez esclarecidos os pontos a seguir.

- ▶ Os mecanismos de falha que ocorreram e como se chegou a esses mecanismos (evidências);
- ▶ As barreiras (físicas, instrumentadas, procedimentais ou gerenciais) que falharam e propiciaram a ocorrência do evento;
- ▶ Causalidade entre os fatos apresentados, que pode ser na forma de uma árvore de causas;
- ▶ Abrangência das ações (ex: ação de reinspeção do tanque dada como "concluída", sem clareza em relação aos tanques onde ocorreu a reinspeção).

Perda de controle de poço no campo de Albacora (Petrobras)

Em 01/03/2022, durante a operação da sonda Atlantic Star (SS-45) no poço 7-AB-16D-RJS no campo de Albacora, houve incidente com vazamento de fluido escurecido (provável mistura de hidrocarboneto e água produzida) do equipamento submarino, composto de árvore de natal molhada (ANM) e *tree cap* durante a operação de abandono permanente via sonda ancorada.

A SSM/ANP, entre outras providências, solicitou que a investigação do incidente fosse apresentada à Agência. A investigação constatou que o vazamento ocorreu em função do rompimento da linha de controle DHSV1 (*downhole safety valve*) do painel da ANM. A atividade consistia em retirar a *tree cap* e assentar a ferramenta de intervenção (TIT) sobre a ANM para executar as etapas de abandono do poço. Entretanto, já havia um dano pré-existente no painel, o qual gerou uma interferência mecânica com a TIT. O dano no painel permitiu a comunicação do fluido contido no interior do poço com o meio externo (*blowout*), ainda que em vazões limitadas pelo calibre da linha de controle.

Na etapa de assentamento da TIT sobre a *tree cap*, a TIT topou sobre o painel do equipamento que se encontrava instalado, agravando o dano pré-existente e dificultando ainda mais o assentamento da TIT sobre a *tree cap*. Para eliminar a interferência mecânica entre a TIT e a *tree cap*, optou-se por reposicionar o painel da *tree cap*, possibilitando o assentamento da ferramenta sobre a *tree cap* e a execução da operação planejada. Ao executar a etapa de reposicionamento do painel da *tree cap*, houve o rompimento das linhas de controle da *tree cap*, sendo iniciado o vazamento de água oleosa pela linha de instrumentação da função DHSV1.

Após investigação foi constatado que os dois CSBs estavam íntegros, entretanto, a Petrobras já sabia que havia problema na ANM. O incidente não teve um escalonamento maior porque a surgência do poço não era elevada. O evento motivou a elaboração do [Alerta de Segurança 019-ANP/SSM](#).

Falhas em risers

O Gráfico 26 apresenta a quantidade de incidentes relacionados a risers, de 2013 a 2022.

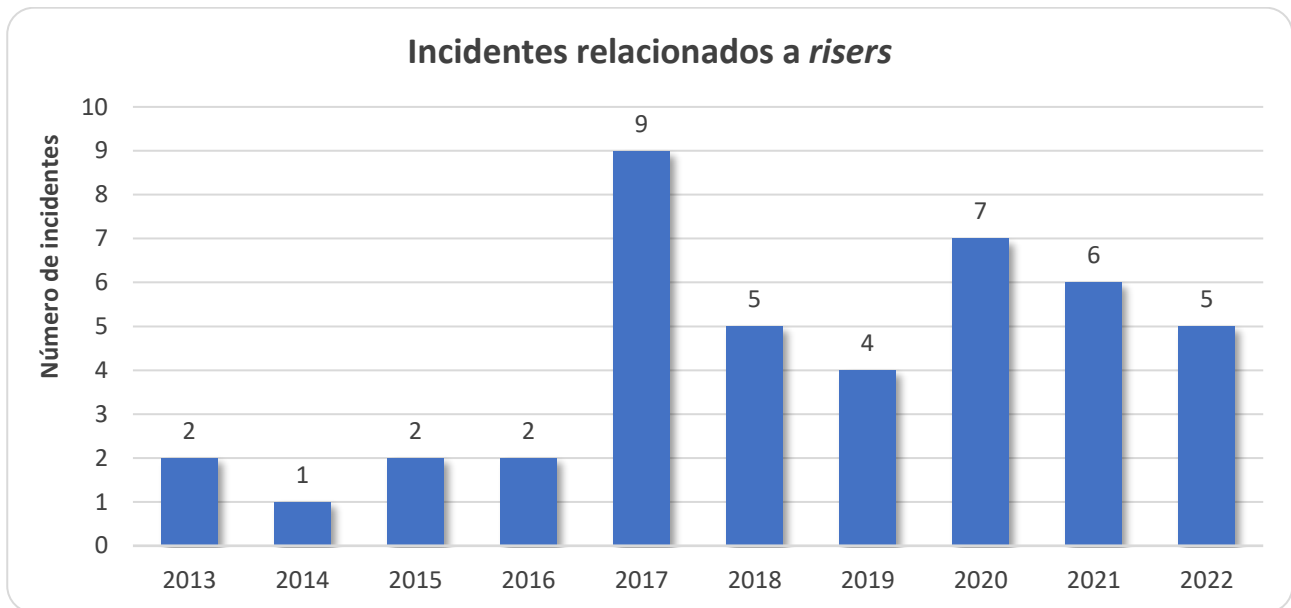


Gráfico 26. Quantidade de incidentes relacionados a risers de 2013 a 2022.

É possível evidenciar um alto número de incidentes relacionados a risers. Em relação às lições aprendidas apresentadas no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#), reforça-se a importância do desafio de condução de investigações de incidentes que aprofundem o entendimento do modo e dos mecanismos de falhas dos dutos, o que possibilitará a implementação de recomendações eficazes e incorporação das lições. Com a publicação da [Resolução ANP nº 882/2022](#), espera-se observar a melhoria da qualidade dessas investigações por meio da entrega dos relatórios de investigação elaborados pelas próprias operadoras.

No que tange ao gerenciamento de dutos fora de operação, espera-se observar aprimoramentos quanto ao estabelecimento de critérios para decisão do seu recolhimento com base na integridade e nos riscos, principalmente, a partir da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional (item 2.1).

Nesse contexto, a ANP passou a integrar o Sureflex JIP (item 0) a fim de se atualizar quanto às novas orientações e boas práticas de gerenciamento de integridade de dutos submarinos, colaborando com a troca de experiências e de dados sobre falhas destes sistemas.

SEÇÃO 6

SUSTENTABILIDADE

6.1 Transição energética e redução das emissões de GEE

6.2 Publicidade as emissões de gases de efeito estufa (Lei nº 12.351/2010)

6.3 Avaliação ambiental prévia às rodadas de licitações

6.4 Licenciamento ambiental e sua relação com os contratos de E&P

6.4.1 Bacias sedimentares terrestres

6.4.2 Bacias sedimentares marítimas

6.5 Abordagens para fomento da sustentabilidade

A 6ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta as ações regulatórias desenvolvidas pela SSM/ANP relacionadas à transição energética e à redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Também são apresentados os resultados da avaliação ambiental prévia às rodadas de licitações, a demanda de análises de solicitações de devolução de prazo contratual, suspensão de contratos e exoneração do Programa Exploratório Mínimo (PEM), bem como as ações desenvolvidas para lidar com esse cenário.

6.1 Transição energética e redução das emissões de gases de efeito estufa

A SSM/ANP intensificou, em 2022, sua atuação sobre o objetivo estratégico estabelecido no [Mapa Estratégico para o período de 2021 a 2024](#) relacionado à sustentabilidade e à redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Estimular atividades reguladas mais seguras e sustentáveis, e contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa

Implementar ações regulatórias que visem à segurança e ao desenvolvimento sustentável dos mercados regulados

Para isso, foram desenvolvidas ações categorizadas em três eixos:

1 Transparência

Objetivo: publicação de informações de sustentabilidade à sociedade.

2 Mitigação de emissões

Objetivo: proposta de medidas regulatórias para a mitigação de emissões de gases de efeito estufa.

3 Transição energética

Objetivo: proposta de medidas regulatórias para identificação de oportunidades e suporte ao desenvolvimento de uma economia de baixo carbono a partir das potencialidades da indústria do petróleo e do gás natural.

Transparência

A transparência de dados de sustentabilidade pode ser considerada a base para qualquer discussão sobre mitigação de emissões e transição energética. Nesse sentido, a SSM/ANP enviou o [Ofício Circular nº 3/2022/SSM/ANP-RJ](#), em maio de 2022, no qual notificou os operadores de contratos de E&P em fase de produção a enviar dados de emissões de gases de efeito estufa de suas operações de produção. Os dados foram solicitados segundo critérios estabelecidos com base em definições do [GHG Protocol Brasil](#), onde as emissões classificadas como de escopo 1 e 2 devem ser compulsoriamente relatadas, em periodicidade anual, enquanto para as emissões de escopo 3 o relato é opcional.



Você sabia?

A emissão de gases de efeito estufa pode ser classificada em relação à sua fonte como:

Escopo 1: emissões sobre as quais a organização possui responsabilidade direta.

Escopo 2: emissões relacionadas à geração de energia elétrica, sobre as quais a empresa possui responsabilidade indireta.

Escopo 3: demais emissões sobre as quais a empresa possui responsabilidade indireta.

A ação também integra o projeto estratégico “Indicadores de sustentabilidade e redução de emissões de gases de efeito estufa”, aprovado em 2021, e que em dezembro de 2022 teve como principal entrega o [Painel Dinâmico de Sustentabilidade de E&P](#). Atualmente, o painel apresenta para as atividades de produção desenvolvidas em bacias marítimas:

- ▶ Informações de emissões de gases de efeito estufa reportadas pelos Operadores;
- ▶ Dados de incidentes provenientes do Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO); e
- ▶ Dados de produção de petróleo e gás natural provenientes do Boletim Mensal de Produção (BMP).

Em síntese, a partir das informações recebidas dos operadores, **as atividades de produção desenvolvidas nas bacias marítimas, em 2021, emitiram diretamente 16,1 milhões de toneladas de CO₂e, emissões que, divididas pela produção total de hidrocarbonetos, correspondem à intensidade média de 14,27 kgCO₂e/boe (quilos de CO₂ equivalente por barril de óleo equivalente).**

A título de comparação, a [OGCI - Oil and Gas Climate Initiative](#), tem como meta a redução das intensidades de gases de efeito estufa de 23 KgCO₂e/boe, em 2017, para 20 KgCO₂e/boe, em 2025. Dessa forma, segundo os dados coletados pela ANP, a intensidade média da produção marítima brasileira já se encontra inferior às metas da OGCI.



Informações detalhadas sobre aspectos de sustentabilidade das operações do upstream podem ser obtidas no [Painel Dinâmico de Sustentabilidade de E&P](#). Os dados de emissões referentes ao ano de 2022 para os ambientes offshore e onshore serão atualizados automaticamente, no decorrer de 2023.

Mitigação de emissões e transição energética

A atuação sobre mitigação de emissões e transição energética concentrou esforços sobre a determinação do artigo 2º da [Resolução do Conselho Nacional de Política Energética \(CNPE\) nº 5/2022](#). De forma a apoiar o processo decisório do MME, órgão formulador de políticas públicas, a ANP, em articulação com a EPE, elaborou relatório com a proposição de soluções voltadas para o contexto nacional. Para tanto, foi realizada uma extensa revisão bibliográfica, bem como 16 reuniões e *workshops* com profissionais e acadêmicos, para extrair informações e aperfeiçoar o conhecimento dos elaboradores do documento.

Art. 2º da Resolução CNPE nº 05/2022

Solicitar que a ANP, em articulação com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, no âmbito de suas competências, elabore e apresente ao CNPE, no prazo de cento e oitenta dias a partir da publicação desta Resolução, relatório com propostas para regulamentar instrumentos de mitigação e compensação de emissões de gases que provocam efeito estufa nas atividades de E&P.

No relatório, que será entregue ao CNPE em 2023, consta análise de leis, decretos, normas infralegais e boas práticas relacionados as temáticas apresentadas na Tabela 8. Nas colunas referentes aos níveis é possível encontrar indicação de lacunas e oportunidades que podem apoiar a mitigação de emissões e uma transição energética justa e eficiente.

A partir do tratamento adequado de tais temáticas, no âmbito legal e infralegal, pretende-se conferir à indústria brasileira meios para competir por investimentos de E&P, a partir do desenvolvimento de projetos que cumpram requisitos de eficiência energética e de baixa intensidade de carbono. Há claras oportunidades de atração de recursos de fundos a partir da integração do setor de E&P com atividades elegíveis a finanças verdes (infraestrutura, CCUS, hidrogênio e outros), promovendo o desenvolvimento de ambiente de negócios favorável à adoção de *Green Finance*.

Tabela 8. Temas abordados no relatório produzido para o CNPE, em atendimento a Resolução CNPE nº 5/2022.

Temáticas	Nível		
	Legal e de decreto	Infralegal	Boas práticas
1. Avaliação Ambiental (Estratégica) de Áreas Sedimentares	✓	✓	
2. Acesso a recursos financeiros	✓	✓	✓
3. Centralização da produção	✓	✓	
4. Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS)	✓	✓	
5. Crédito de carbono	✓	✓	✓

Temáticas	Nível		
	Legal e de decreto	Infralegal	Boas práticas
6. Eficiência energética	✓	✓	✓
7. Eletrificação (<i>grid</i> , geração <i>offshore</i>)		✓	✓
8. Embarcações e aeronaves de apoio	✓	✓	
9. Emissões fugitivas		✓	✓
10. <i>Flaring</i>	✓	✓	✓
11. Hidrogênio	✓	✓	
12. <i>Nature-Based Solutions</i> (NBS)		✓	
13. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação	✓		
14. Reuso e repropósito de estruturas do <i>upstream</i>	✓	✓	✓
15. Transparência de dados de emissões	✓	✓	✓

De forma a verificar a evolução do Desafio #4 proposto no [Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021](#), a SSM/ANP promoveu reuniões e workshops com os operadores e suas entidades representativas, com o objetivo de alinhar expectativas e acompanhar as dinâmicas do mercado. No decorrer de 2023, espera-se que as empresas desenvolvam metodologias para demonstrar o gerenciamento do risco carbono em seus projetos.



Desafio #2022.5: Demonstração das diretrizes de projeto e aprimoramento dos processos corporativos de gerenciamento de projetos, para que o risco de carbono passe a ser considerado na tomada de decisão.

6.2 Publicidade as emissões de gases de efeito estufa (Lei nº 12.351/2010)

A [Lei nº 12.351/2010](#), que trata da E&P de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, impõe a apresentação de inventário periódico de emissões de gases que provocam efeito estufa (Inciso XXI, Art. 29). Dessa forma, o Gráfico 27 apresenta as emissões de GEE totalizadas em toneladas de dióxido de carbono equivalente provenientes das áreas que já iniciaram atividades sob esse regime, para o período 2014-2021²¹.

Lei nº 12.351/2010

Art. 29. São cláusulas essenciais do contrato de partilha de produção:

XXI – a obrigatoriedade de apresentação de inventário periódico sobre as emissões de gases que provocam efeito estufa - GEF, ao qual se dará publicidade, inclusive com cópia ao Congresso Nacional.

²¹ O prazo para envio do inventário das emissões de gases de efeito estufa é até o dia 31 de maio de cada ano. Portanto, até a elaboração deste relatório, os dados de 2022 ainda não haviam sido enviados.

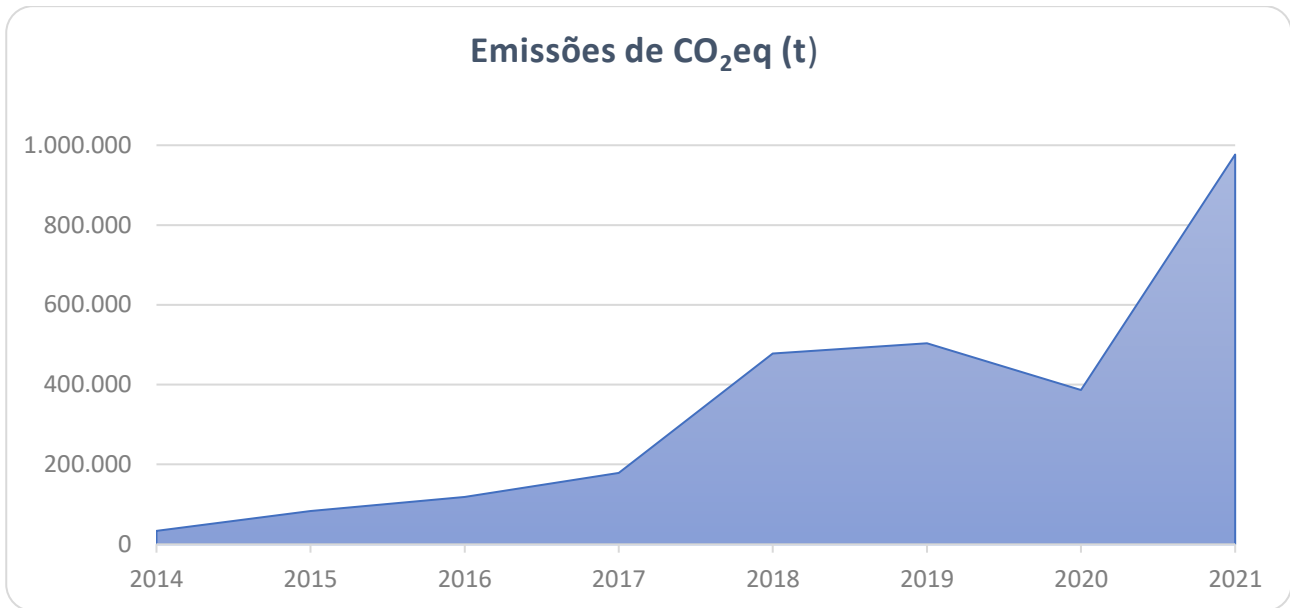


Gráfico 27. Emissões de CO₂eq (t) provenientes das atividades de E&P em áreas sob regime de partilha da produção, entre 2014 e 2021.

No ano de 2021, foram inseridas emissões relativas aos blocos Aram, Três Marias, Entorno de Sapinhoá, Búzios e ao campo de Titã, e houve um acréscimo de 153% das emissões de CO₂eq. As maiores contribuições para as emissões totais vêm das atividades de produção desenvolvidas no campo de Búzios e no bloco de Libra, representando 90% do total em 2021.

6.3 Avaliação ambiental prévia às rodadas de licitações

De acordo com a [Resolução CNPE nº 17/2017](#), o planejamento para a oferta de áreas para a exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural deverá considerar as conclusões das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS). Alternativamente, para as áreas que ainda não tenham sido submetidas ao processo de AAAS, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA), complementadas, no que se refere a bacias sedimentares terrestres, por pareceres dos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente, com competência para o licenciamento ambiental na área em questão.

As áreas ofertadas nas rodadas de licitações promovidas pela ANP recebem manifestação preliminar pelos órgãos ambientais competentes quanto aos aspectos de meio ambiente.

O objetivo desse trabalho conjunto é eventualmente excluir áreas sobrepostas a regiões onde não é possível ou recomendável a ocorrência de atividades de E&P de petróleo e gás natural. Além disso, os pareceres elaborados pelos órgãos ambientais podem apresentar diretrizes para o licenciamento ambiental, permitindo ao futuro operador do contrato a inclusão de variáveis ambientais em seus estudos de viabilidade técnica e econômica.

Em 2022, houve intensa interação com quinze órgãos ambientais estaduais e federais para realização de análise ambiental prévia para 498 blocos exploratórios e 16 áreas com acumulações marginais no âmbito da Oferta Permanente de Concessão. Pela [Resolução CNPE nº 27/2021](#), este sistema passou a ser preferencial para a oferta de blocos e áreas. No âmbito da Oferta Permanente de Partilha de Produção, quatro áreas no polígono do pré-sal foram objeto do pedido de análise ambiental. Essas áreas estão distribuídas em quinze bacias sedimentares (Gráfico 28).

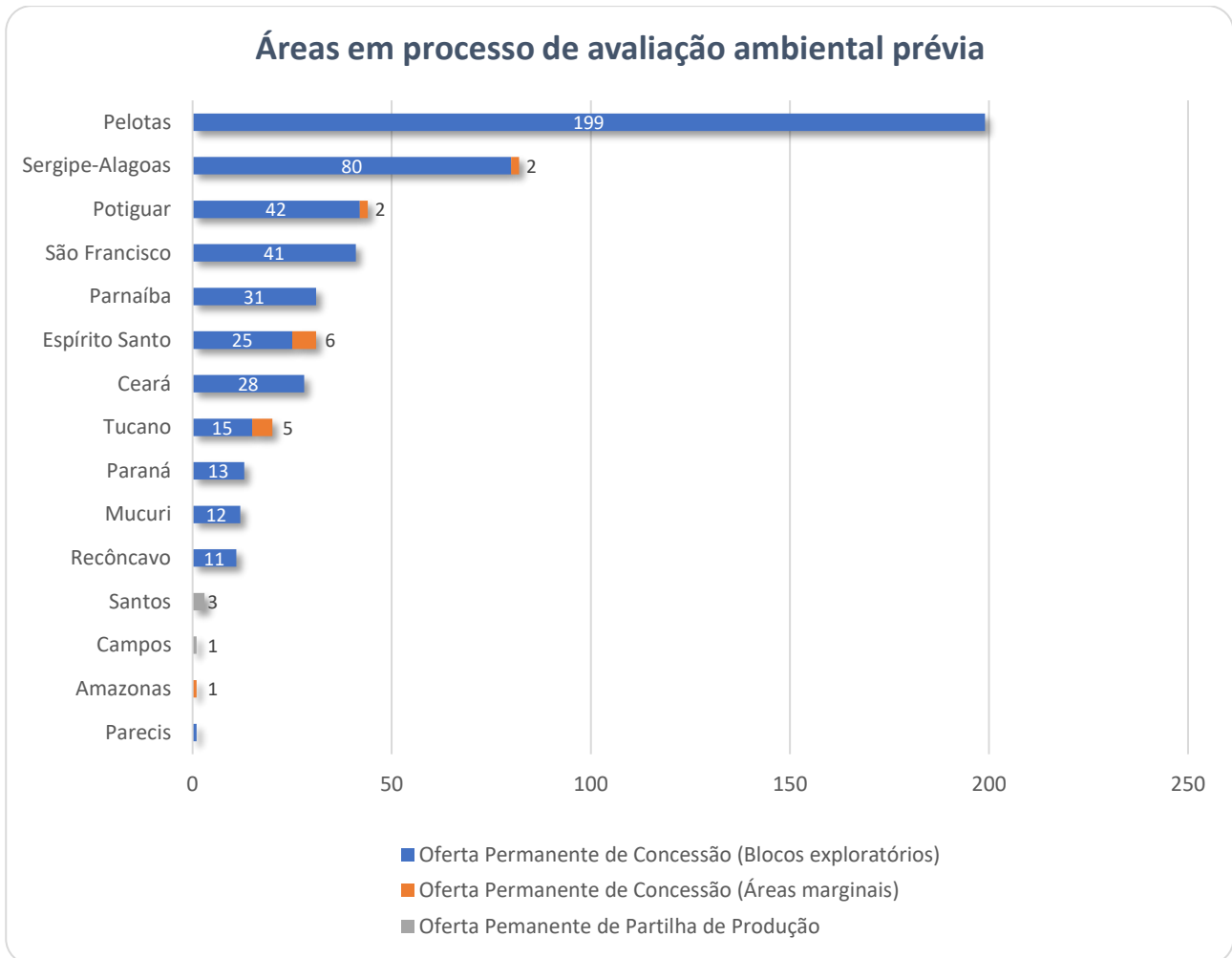


Gráfico 28. Áreas em processo de avaliação ambiental prévia por bacia sedimentar visando a elaboração de Manifestação conjunta MME-MMA.

Em 2022, mereceu destaque a publicação da [Portaria Interministerial MME/MMA nº 01/2022](#), que estabeleceu procedimentos e definiu o escopo e os prazos para a elaboração dos pareceres ambientais pelos órgãos de meio ambiente e para as manifestações conjuntas. Sob a vigência da nova portaria, e a partir de uma agenda permanente de diálogo com o MME e com o MMA, foram emitidas manifestações conjuntas para [áreas do pré-sal](#), localizadas nas bacias de Campos e Santos, a serem ofertadas no âmbito da Oferta Permanente de Partilha de Produção; e para o [bloco PRC-T-54](#), localizado na bacia do Parecis, e para o [Campo de Japiim](#), localizado na bacia do Amazonas, ambos a serem ofertados no âmbito da Oferta Permanente de Concessão. A construção da manifestação conjunta se encontra em andamento para os demais blocos e áreas.

Por meio da [Resolução CNPE nº 19/2021](#) foi instituído o Grupo de Trabalho (GT) “Planejamento de Oferta de Áreas”, composto, dentre outros, por representantes da ANP, com o objetivo de propor estratégias para aumentar a sinergia entre o planejamento da oferta de áreas para E&P de petróleo e gás natural e o processo de licenciamento ambiental. No âmbito deste GT, cujas reuniões ocorreram no decorrer de 2022, foi discutido o aperfeiçoamento do processo de AAAS, bem como novas abordagens de avaliação ambiental prévia às rodadas. Como resultado, o GT elaborou relatório, encaminhando-o ao CNPE.

Em relação aos Estudos Ambientais de Áreas Sedimentares (EAAS) relacionados as AAAS da [bacia terrestre do Solimões](#) e das [bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe](#), concluídos em 2020, o Comitê Técnico de Avaliação (CTA) recomendou a sua aprovação, em 2021. Para que o processo da AAAS seja

finalizado, é necessário que seja formada a Comissão Interministerial, com representantes designados pelo MME e pelo MMA, para que se manifeste em relação aos resultados dos estudos, o que ainda não ocorreu.

6.4 Licenciamento ambiental e sua relação com os contratos de E&P



Você sabia?

Considerando que a ausência de licenças ambientais inviabiliza a execução de diversos compromissos assumidos com a ANP no âmbito dos contratos de E&P, os operadores podem requerer a aplicação da cláusula contratual que permite a devolução ou a suspensão do curso do prazo do contrato, em casos de dificuldades para obtenção dessas licenças. Nesses casos, o operador precisa comprovar atrasos no processo de licenciamento ambiental por culpa exclusiva do órgão responsável pelo licenciamento.

A dificuldade dos operadores em obter as licenças ambientais pode ser inferida pela demanda de análises de solicitações de devolução de prazo contratual, de suspensão de contratos e de exoneração do Programa Exploratório Mínimo (PEM). Um outro indício da dificuldade dos operadores é o número de contratos que estão suspensos devido à ausência de licenças ambientais. Um panorama deste cenário é apresentado a seguir, por ambiente de operação.

6.4.1 Bacias sedimentares terrestres

O Gráfico 29 apresenta o histórico das solicitações (número de análises por ano)²² de devolução de prazo contratual, de suspensão de contrato e de exoneração do PEM²³, encaminhadas pelos operadores envolvendo as bacias terrestres nos últimos cinco anos.

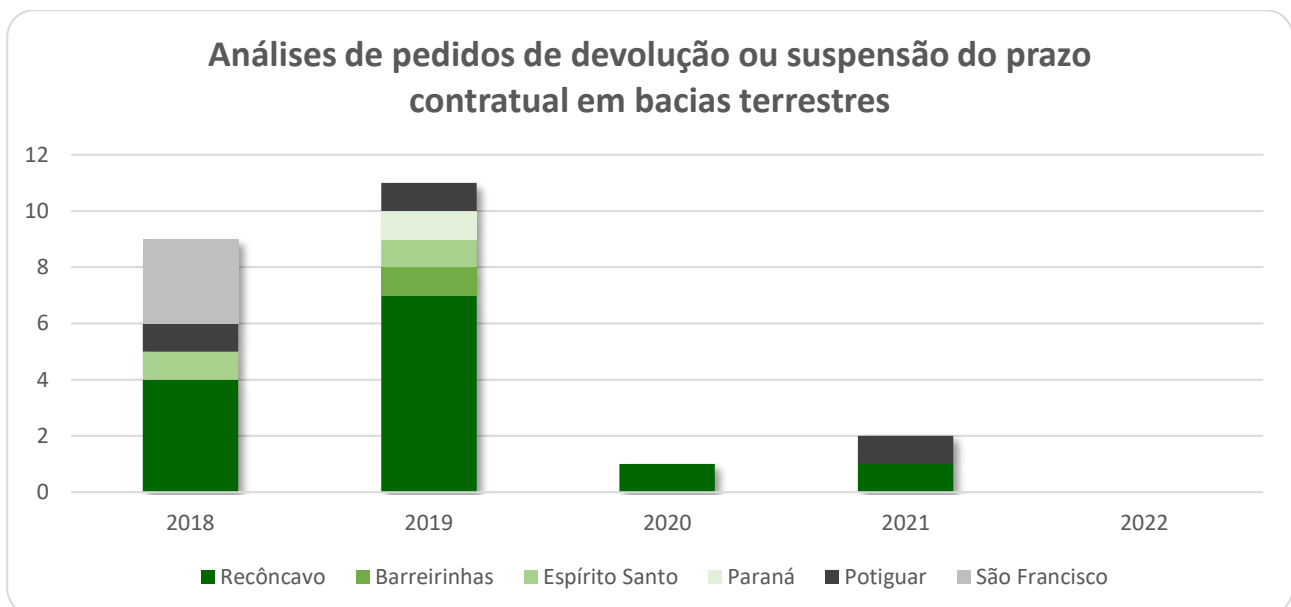


Gráfico 29. Número de análises de pedidos de devolução de prazo contratual, de suspensão do curso do prazo contratual e de exoneração do PEM relacionadas aos contratos localizados em bacias sedimentares terrestres.

²² Um contrato pode ter demandado mais de uma vez a avaliação da equipe, tanto em função da fase exploratória quanto devido a pedidos de reconsideração por parte do operador do contrato.

²³ A metodologia de apuração do histórico de solicitações foi alterada, passando a contabilizar os pedidos de exoneração do PEM, retroagindo a 2018.

Historicamente, as principais razões apontadas pelos operadores para motivar a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual foram:

- ▶ Atrasos injustificados na análise por parte dos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (OEMAs) das respectivas unidades da federação onde as atividades são desenvolvidas; e
- ▶ Dificuldades na obtenção de autorizações de órgãos intervenientes, como o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) e de superficiários²⁴ de terras.

Algumas análises concluíram que o operador não fazia jus à devolução ou suspensão de prazo e, portanto, tiveram seu pleito indeferido.

Como pode ser observado, houve uma redução no número de pedidos de suspensão contratual ou de restituição de prazos nos anos de 2020 e 2021, quando comparados aos anos anteriores, e, no ano de 2022, não foram registrados pleitos desta natureza pelos operadores de concessões em terra. Entende-se que os fatores mais relevantes para tal redução de solicitações são:

- ▶ Visão estratégica sobre a avaliação ambiental prévia à oferta de áreas;
- ▶ Aprimoramento do processo de licenciamento ambiental pela indústria e pelos órgãos ambientais; e
- ▶ Ações no âmbito do [Programa de Revitalização da Atividade de Exploração & Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres \(REATE\)](#), como a publicação do [Caderno de Boas Práticas para o licenciamento ambiental onshore](#), ocorrido em dezembro de 2021.

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 30 demonstra que sete contratos de concessão de ativos terrestres se encontravam nessa situação em 2022. Esses contratos estão distribuídos nas bacias do Recôncavo (quatro) e São Francisco (três). Dessas suspensões, seis estão associadas às restrições ao fraturamento hidráulico em reservatório não convencional e apenas uma associada à dificuldade na obtenção do licenciamento. Comparativamente ao ano de 2019, quando havia 29 contratos suspensos, e ao ano de 2020, quando esse número atingiu 17, observou-se uma redução significativa para oito contratos suspensos em 2021, sem registro de novas suspensões em 2022.

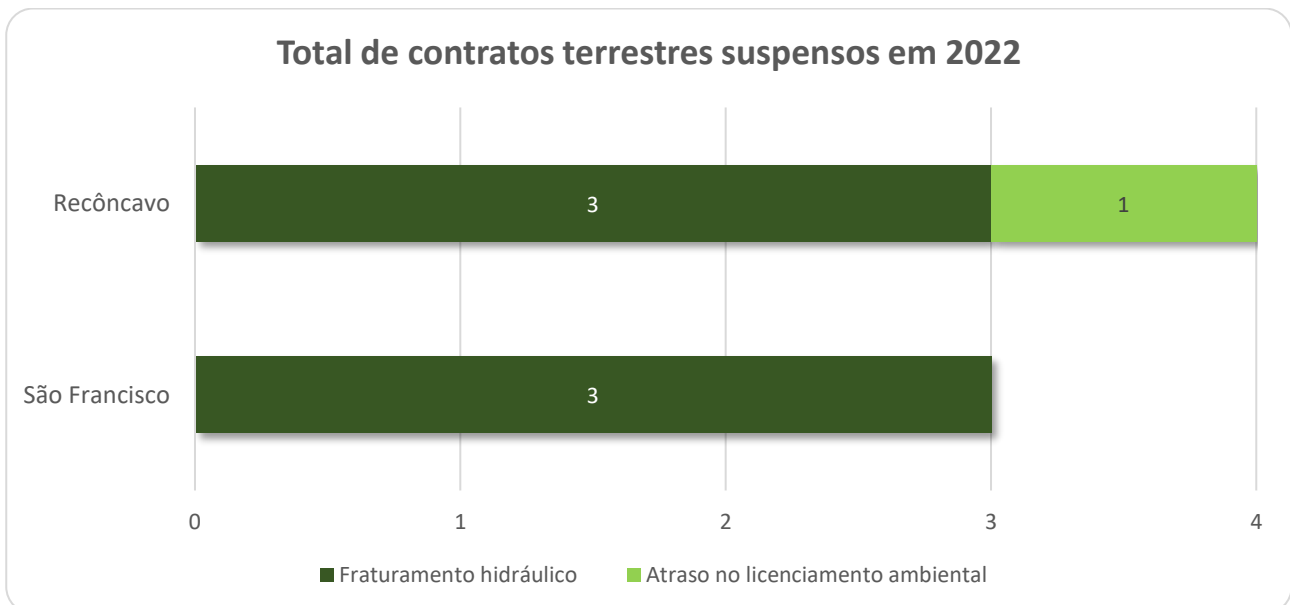


Gráfico 30. Contratos em bacias sedimentares terrestres que se encontram suspensos em 2022.

²⁴ Proprietários do solo onde ficam as jazidas.

A restrição ao emprego do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional decorre tanto de decisões dos próprios órgãos estaduais responsáveis pelo licenciamento ambiental, quanto de ações civis públicas que impediram o uso da técnica. As decisões judiciais liminares que suspenderam os efeitos de contratos em áreas terrestres cujo principal objetivo geológico seriam recursos não convencionais, como os provenientes da 12ª Rodada de Licitações, em geral, condicionam a execução das atividades à realização prévia de AAAS e ao estabelecimento de regulamentação ambiental para a técnica. No sentido de desmistificar o tema da E&P de recursos não convencionais, foi concebido o projeto “Poço Transparente”.

Projeto “Poço Transparente”

Em 30/03/2022, o MME realizou a [Consulta Pública nº 124](#), que teve o objetivo de apresentar a minuta de edital para qualificação de projetos para execução de poço transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural e obter dos interessados contribuições para aprimoramento do documento. Em 07/12/2022, foi publicado o [edital para a qualificação de projetos do Poço Transparente](#).

A partir do projeto-piloto denominado “Poço Transparente”, pretende-se:

- ▶ Ampliar o conhecimento sobre fraturamento hidráulico;
- ▶ Divulgar os resultados para os órgãos ambientais, os entes públicos e a sociedade civil;
- ▶ Eliminar os óbices jurídicos e ambientais que motivaram a suspensão dos diversos contratos de concessão; e
- ▶ Permitir a avaliação do potencial de produção no país, a partir da realização segura da atividade com o atendimento à [Resolução ANP nº 21/2014](#).

6.4.2 Bacias sedimentares marítimas

O Gráfico 31 apresenta o histórico das solicitações (número de análises por ano)²⁵ de devolução de prazo contratual, de suspensão de contrato e de pedidos de exoneração do PEM²⁶ encaminhadas pelos operadores envolvendo as bacias marítimas nos últimos cinco anos.

A principal razão alegada pelos operadores para motivar a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual foi o atraso injustificado por parte do Ibama. Algumas análises concluíram, contudo, que os operadores não faziam jus à devolução ou suspensão de prazo e, portanto, tiveram seu pleito indeferido.

Como pode ser observado, o número de análises reduziu ao longo dos anos, alcançando seis apreciações em 2020, mas que tratam de apenas três contratos, apenas uma apreciação em 2021, e duas em 2022.

Das duas análises realizadas em 2022, uma se refere à solicitação de suspensão de contrato, decorrente de demanda da Petrobras, que em fevereiro de 2021 assumiu a operação e a participação integral nos consórcios dos contratos ES-M-598, ES-M-671, ES-M-673 e ES-M-743. A Petrobras solicitou ao Ibama a retificação da Licença de Operação nº 823/2009, relativa à Área Geográfica do Espírito Santo (AGES), para

Os blocos que representam novas fronteiras exploratórias ou que se localizam mais próximos à costa ou de outras áreas sensíveis, ou ainda próximos a fronteiras internacionais, apresentam, historicamente, mais dificuldades no processo de licenciamento ambiental.

²⁵ Um contrato pode ter demandado mais de uma vez a avaliação da equipe, tanto em função da fase exploratória, quanto devido a pedidos de reconsideração por parte do operador do contrato.

²⁶ A metodologia de apuração do histórico de solicitações foi alterada, passando a contabilizar os pedidos de exoneração do PEM, retroagindo a 2018.

alcançar estes três blocos exploratórios. Posteriormente, em 25/02/2022, a Petrobras solicitou à ANP a suspensão dos contratos até a obtenção da licença e a reposição dos prazos dos períodos exploratórios. A suspensão do contrato foi indeferida e atendido parcialmente o pleito de recuperação de prazo. Cabe registrar que a retificação da licença de operação foi obtida ainda em julho de 2022.

A outra análise foi decorrente do pedido de exoneração do PEM do contrato BM-BAR-4, apresentado pela Petrobras, motivada pela inviabilidade de obtenção de licença ambiental. O pedido de exoneração do PEM foi deferido e este processo motivou a proposição de um acordo para resilição de contratos de blocos exploratórios marítimos que se encontram em situação semelhante.

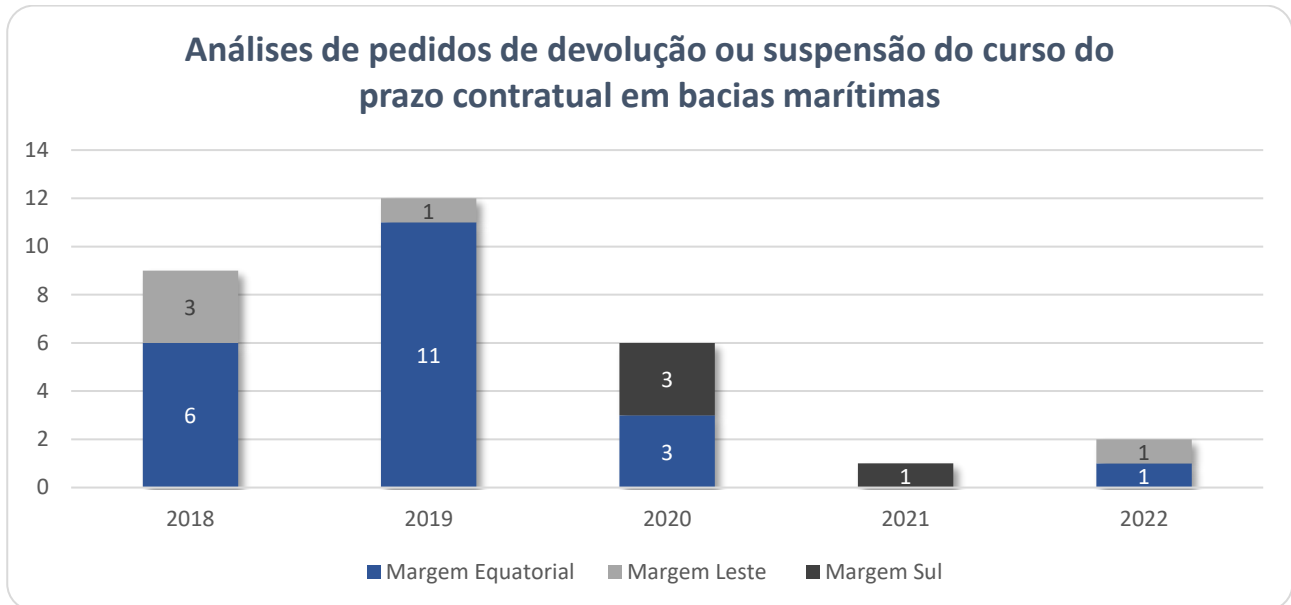


Gráfico 31. Número de análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual relacionadas aos contratos localizados nas bacias sedimentares marítimas.

Acordo para resilição de contratos de blocos exploratórios marítimos

Em 15/12/2022, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou [proposta de acordo](#) para resilição de contratos de blocos exploratórios marítimos operados pela Petrobras suspensos por longos períodos em razão de atraso no licenciamento ambiental. Como resultado, os contratos de 15 blocos exploratórios nas bacias de Camamu-Almada, Jequitinhonha e Pernambuco-Paraíba serão resiliados. Em contrapartida, dois novos poços exploratórios serão perfurados na Margem Equatorial.

Os critérios utilizados para seleção dos contratos que fizeram parte do acordo foram:

- ▶ Blocos suspensos por atraso no licenciamento ambiental e localizados total ou parcialmente a menos de 50 km da costa (por não serem mais considerados para licitação atualmente pela ANP); e/ou
- ▶ Blocos suspensos por atraso no licenciamento ambiental que estejam com pedido de licenciamento em análise por mais de 10 anos e que tenha sido feita solicitação de Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), em razão de maior sensibilidade ambiental da região.

A devolução dos blocos a ocorrer em 2023 eliminará de imediato vários processos de licenciamento em tramitação no Ibama a mais de dez anos, disponibilizando considerável força de trabalho dos analistas ambientais para atuar em outros processos, em especial os da Margem Equatorial.

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 32 demonstra que 35 contratos de concessão de ativos marítimos se encontram nesta situação em 2022, sem alteração em relação ao ano de 2021.

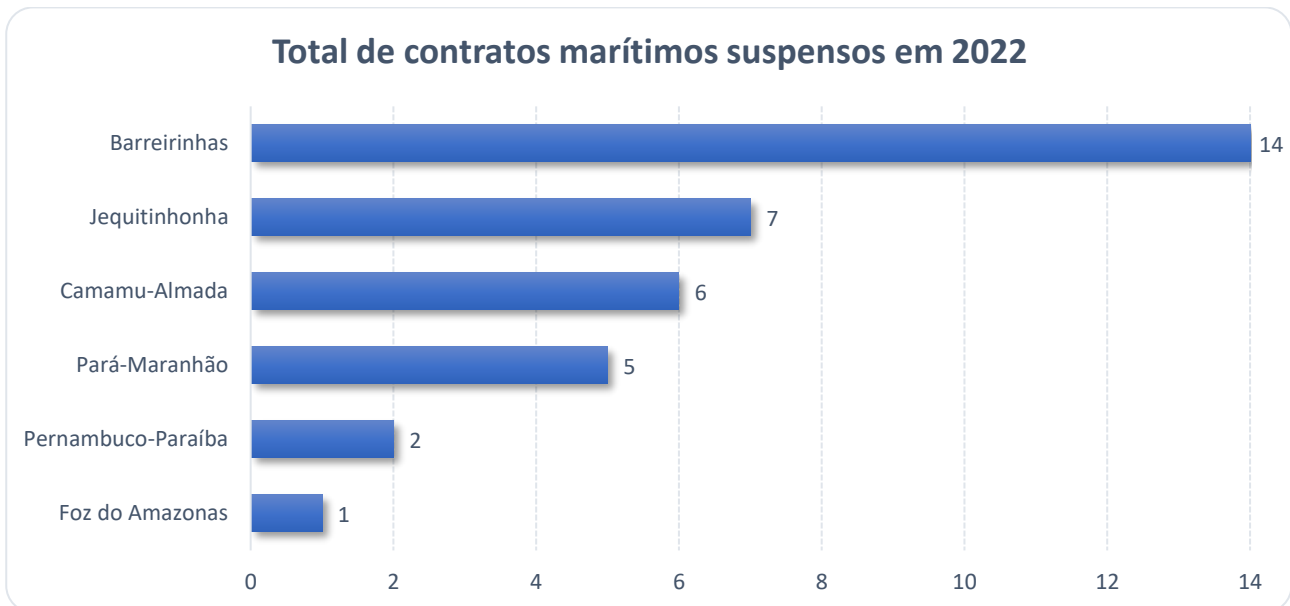


Gráfico 32. Contratos em bacias sedimentares marítimas que se encontram suspensos em 2022.

Como se verifica, as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos são menos suscetíveis a terem contratos suspensos, pois a atividade de E&P de petróleo e gás natural já se encontra consolidada e dispõe-se de uma maior quantidade de informações socioambientais.

Com o objetivo de propor estratégias para otimizar o processo de licenciamento ambiental relacionado à exploração e produção de petróleo e gás natural *offshore*, foi publicada a [Resolução CNPE nº 20/2021](#), que instituiu o GT “Licenciamento Ambiental”, composto, dentre outros, por representantes da ANP.

Uma das atribuições do GT foi propor a estruturação, planejamento, integração e uso de banco de dados em apoio ao licenciamento ambiental, frente aos desafios inerentes à existência de diversos sistemas e bancos de dados mantidos pelo Governo Federal e pelo setor da indústria de petróleo e gás natural, a primeira atividade planejada foi a apresentação da situação atual dos diversos sistemas e bancos de dados (Ibama, Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – ICMBio e ANP), incluindo os da própria indústria (Petrobras, IBP e Energeo). Como encaminhamento para o curto prazo, foi proposta a catalogação das soluções existentes e a facilitação do acesso. No médio prazo, tanto o Ibama quanto o ICMBio poderão recepcionar os dados e informações ambientais existentes em outros sistemas, especificamente por meio do Sistema de Gestão de Dados da Biodiversidade para Avaliação de Impacto Ambiental (Sisbia) e da Plataforma de Análise e Monitoramento Geoespacial da Informação Ambiental (Pamgia). A superintendência da ANP responsável por Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação (PD&I) indicou a possibilidade de utilização de recursos de PD&I para integração de dados ambientais e em projetos de levantamento de dados onde houver lacuna de conhecimento ou mesmo para novas fronteiras.

O GT “Licenciamento Ambiental” propôs ainda a criação pelo CNPE de fórum técnico para tratar entre outros assuntos:

- ▶ Requisitos de modelagem de dispersão de óleo;
- ▶ Coral-sol; e
- ▶ Adensamento das atividades de sísmica.

6.5 Abordagens para fomento da sustentabilidade

6.5.1 Cooperações e parcerias

Em 2022, foram iniciadas tratativas para celebração de Acordos de Cooperação Técnica com a Universidade de São Paulo (USP) e com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), cuja formalização ocorrerá no 1º trimestre de 2023. A intenção é que a ANP coopere com as universidades na formação de recursos humanos, suportando discussões afetas a regulação e a implementação de políticas públicas relacionadas à sustentabilidade, e compartilhe e tenha acesso a dados que subsidiem uma atuação regulatória eficiente, com ações tempestivas que auxiliem uma transição energética justa.

6.5.2 Participação em eventos

Além da participação na Rio Oil and Gas 2022, destaca-se a atuação da SSM/ANP nos eventos a seguir.

SPE workshop: the sustainable development of the Suriname-Guyana basin

Entre 23 e 24 de março de 2022, a SSM/ANP participou do workshop: “*The sustainable development of the Suriname-Guyana basin*”, evento promovido pela *Society of Petroleum Engineers – SPE* e focado no desenvolvimento sustentável da bacia Suriname-Guiana, que possui similaridades ambientais com a bacia brasileira da Foz do Amazonas. Na ocasião, foram apresentadas as abordagens regulatórias da ANP, bem como aspectos de melhores práticas de desenvolvimento sustentável e transição energética no setor de E&P.

Platts Rio Energy Forum

Fórum realizado no Rio de Janeiro, nos dias 16 e 17 de agosto de 2022, sobre transição energética, incerteza geopolítica e os impactos no mercado de energia do Brasil. Representantes da SSM/ANP participaram como ouvintes e o evento contou com a presença de diretores da Agência.

1º Congresso Brasileiro de CCS

O congresso, pioneiro no tema, foi realizado em 20 de setembro de 2022 e discutiu o desenvolvimento de projetos de captura e armazenamento de carbono como estratégia para reduzir as emissões de CO₂ no Brasil.

COP 27

Em 17 de novembro de 2022, no palco Brasil da 27ª Conferência das Partes da UNFCCC (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima), a SSM/ANP participou do painel [“Inovações tecnológicas e descarbonização no setor de óleo e gás”](#). A apresentação de representante da SSM abrangeu o papel da ANP na aplicação de recursos em projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, na exigência da adoção das melhores práticas da indústria de petróleo e gás natural, bem como destacou os desafios para as empresas de petróleo no cenário de transição energética para uma economia de baixo carbono a partir de mecanismos de mercado e exigências regulatórias.



“Os Contratos de E&P já preveem o uso das melhores tecnologias.”

“É preciso reconhecer as emissões de gases de efeito estufa, melhorar os processos de reporte e verificação, dar transparência e reconhecer que hoje, no mundo, já se faz uma diferenciação do gás natural de acordo com o teor de carbono e origem. É uma tendência natural que o petróleo também tenha essa diferenciação.”

Mesa redonda: Caminhos para o Hidrogênio no Brasil

No dia 02 de dezembro de 2022, a SSM/ANP participou de uma mesa redonda intitulada *“The role of Brazil in shaping the low carbon hydrogen economy: Insights for policy and regulation”* sob organização do governo Britânico. O evento contou com a participação de especialista nos modelos de transição britânico e europeu e com representantes da EPE, de outros órgãos governamentais e da indústria para discutir políticas públicas e a regulação da indústria de hidrogênio no Brasil.

SEÇÃO 7

CONCLUSÕES

A 7ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta as conclusões da SSM/ANP a respeito do panorama discutido nas seções anteriores.

Uma integração das observações de cada seção é realizada, reforçando-se a motivação e o propósito de cada ação regulatória desenvolvida e dos desafios propostos para a indústria, visando à segurança e ao desenvolvimento sustentável das atividades reguladas.

Em 2022, o número de casos de cessão de direitos, principalmente no ambiente *onshore*, exigiu esforço significativo em termos de análise de Documentação de Segurança Operacional, pareceres no âmbito do CAPP e ações de fiscalização, as quais puderam, em sua maioria, ocorrer presencialmente com o fim das restrições impostas pela pandemia de Covid-19. De 2019 a 2022, a operação de 154 campos foi transferida da Petrobras para outros 10 operadores, aumentando o desafio de planejamento e execução das fiscalizações, e exigindo maior habilidade da Agência na disseminação do conhecimento para que os operadores internalizem lições aprendidas durante a fiscalização.

Em relação à permissão de início de operação de sondas marítimas, assim como em anos anteriores, houve necessidade de se limitar a atuação de sondas e de exigir melhorias quanto à preparação para resposta a grandes emergências. É um cenário que requer atenção diante de dois fatos: (i) mais de 70% dos comunicados de incidentes *onshore* em 2022 são relativos a falhas de elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) ou a parâmetro de monitoramento de CSB fora do limite de projeto; e (ii) de 2020 a 2022 foram identificadas 653 infrações relacionadas à ausência de monitoramento de poços em situação de abandono temporário.

O baixo nível de atividades representado pelo número de sondas e de poços perfurados é uma oportunidade para a contratação de sondas aos níveis do ano de 2012, a fim de garantir a integridade dos elementos de CSB, implementar o monitoramento adequado de poços e enfrentar o desafio proposto no relatório sobre o abandono permanente:

Desafio #2022.3: Disponibilização de recursos para o descomissionamento de poços abandonados temporariamente sem previsão de retorno operacional, de acordo com as políticas ESG (Environmental, Social and Corporate Governance).

Em relação aos acidentes ocorridos no ano, destaca-se que a fatalidade na P-19 está relacionada com sistema de combate a incêndio por CO₂, sendo certo que em todas as auditorias pré-operacionais foram identificados problemas neste sistema. É necessária atenção ao gerenciamento de integridade e de operação deste sistema crítico.

Outro sistema que requer atenção especial da indústria, com alocação apropriada de recursos e desenvolvimento de conhecimento para o gerenciamento de riscos é o sistema de tancagem de instalações do tipo FPSO. Em 2022, a repetição de acidente envolvendo vazamento de óleo pelo casco do FPSO Cidade de Anchieta contribuiu para um volume de óleo descarregado no mar que representa o segundo maior valor registrado na série histórica.

Mais uma evidência de relação entre acidentes e não conformidades identificadas em auditorias da ANP reside na integridade de linhas que escoam fluidos produzidos e outros fluidos perigosos. Paralelamente à observação sistemática durante as auditorias de falhas em procedimentos para inspeção, teste e manutenção e ausência de monitoramento adequado do resultado das inspeções, a ANP divulgou três alertas de segurança envolvendo perda ou potencial de perda de contenção primária em linhas da *gas lift* e de controle de árvore de natal molhada.

A prevenção de grandes acidentes envolve o adequado gerenciamento de integridade e da disponibilidade de elementos críticos de segurança operacional e, portanto, reitera-se a primordialidade de atuação da indústria na superação de desafio explicitado nos relatórios anuais de segurança operacional de anos anteriores:

Desafio #2022.1: Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção.

Existem evidências de que a indústria possui dificuldade de implementar melhores práticas a fim de reduzir incidentes relacionados a princípios de incêndio, incêndios significantes e a *risers*. Resultados de auditoria mostram ainda que recomendações de incidentes relacionados a incêndios

significantes, como aqueles ocorridos nas plataformas P-20 no ano de 2013 e em P-48 no ano de 2016 – ambos investigados pela ANP – não estão sendo incorporadas de maneira eficaz. Assim, reitera-se que os aprendizados com os acidentes e a melhoria contínua dependem do enfrentamento franco aos seguintes desafios já propostos:

Desafio #2022.2: Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.

Desafio #2022.4: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.

O ano de 2022 também foi marcado pelos avanços de sua agenda regulatória, tendo sido concluída a revisão do processo de comunicação e investigação de incidentes (Resolução ANP nº 882/2022 e respectivo Manual de Comunicação de Incidentes). Iniciou, ainda, a Consulta Pública nº 28/2022 sobre a revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional, que objetiva consolidar e atualizar as resoluções e seus cinco regulamentos técnicos de segurança operacional do setor de E&P (SGSO, SGI, RTDT, SGIP, SGSS) em uma única resolução e em um único regulamento anexo. A simplificação administrativa, sem prejuízo do nível de exigência em relação à garantia da segurança das operações, bem como a harmonização dos diversos dispositivos, permitirá melhor comunicação dentro de uma mesma empresa, entre empresas e entre empresa e o regulador. Assim, os efeitos das ações de melhoria contínua em busca da excelência do gerenciamento de riscos não estarão restritos a um tipo de instalação, e terão maior alcance no segmento de E&P como um todo por meio da implementação das melhores práticas pela indústria.

Além da busca da promoção de operações mais seguras, ações relacionadas à sustentabilidade das atividades de E&P foram adotadas, das quais se destacam: (i) publicidade de dados por meio de painel dinâmico que expõe o nível de emissões de gases de efeito estufa; (ii) proposição de soluções regulatórias voltadas ao contexto nacional para a mitigação de emissões no âmbito da transição energética; e (iii) promoção de reuniões com operadores para o entendimento de suas estratégias para lidar com o risco carbono em seus projetos. Conclui-se que ainda é necessário obter evidências mais claras sobre o desafio proposto no relatório anual de 2021, que se mantém.

Desafio #2022.5: Demonstração das diretrizes de projeto e aprimoramento dos processos corporativos de gerenciamento de projetos, para que o risco de carbono passe a ser considerado na tomada de decisão.

Finalmente, no intuito de incentivar a adoção das melhores práticas da indústria do petróleo, em 2022, a SSM/ANP: (i) ratificou seu interesse em acordos de cooperação com outros reguladores e com a academia; (ii) firmou participação em projeto integrados com a indústria; (iii) promoveu amplos debates sobre segurança operacional para os ambientes *offshore* e *onshore* no âmbito de fóruns nacionais relevantes da indústria, como a Rio Oil and Gas e a Mossoró Oil & Gas Expo; (iv) publicou quatro alertas de segurança; e (v) participou de congressos e publicou trabalhos em veículos nacionais e internacionais.