

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL

2023



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional

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

Superintendência de Segurança Operacional



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)

Bruno Conde Caselli – Diretor Substituto (Diretoria IV)

Superintendente de Segurança Operacional

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Superintendente Adjunto de Segurança Operacional

Thiago da Silva Ormonde

Elaboração

Alberto Rodamilans Freire de Carvalho
Ana Paula Meneghetti Coelho
André Luiz de Oliveira Cãnfora
Bruno Alves de Oliveira
Caio Cezar Goes Pereira
Carlos Alexandre Silva Pedroto
Caroline Pinheiro Maurieli de Moraes
Eduardo Castelo Branco Oliveira
Elson Meneses Correia
Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira
Gracielly Carvalho Moreira
Leonardo Michels Rojas Christo
Moisés Vieira Pinto
Myrian Adenila Sodré da Silva
Rafael Martins Moreno
Rodrigo Ribeiro de Lucena
Thiago da Silva Ormonde
Tiago Machado de Souza Jacques

Revisão

Muriel Cortez Guerrero
Thiago da Silva Ormonde

Aprovação

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Revisão: 00

Emissão: setembro de 2024

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	4
1. ATIVIDADES DA INDÚSTRIA DE E&P	9
1.1 EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE ATIVIDADE	9
1.2 DOCUMENTAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL	11
1.3 MUDANÇA DE OPERADOR	14
1.4 DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES	16
2. REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL	19
2.1 AGENDA REGULATÓRIA	19
2.2 ABORDAGENS PARA O FOMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL	23
2.2.1 <i>Cooperação e Parcerias</i>	23
2.2.2 <i>Projetos Integrados com a Indústria</i>	26
2.2.3 <i>Eventos</i>	27
2.2.4 <i>Participação em Eventos</i>	31
3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL	33
3.1 ASPECTOS GERAIS	33
3.2 NÃO CONFORMIDADES CRÍTICAS E MEDIDAS CAUTELARES	39
3.2.1 <i>Interdições de instalações offshore</i>	44
3.3 AUDITORIAS EM SONDAS E POÇOS	47
3.4 AUDITORIAS PARA VERIFICAÇÃO DE ATENDIMENTO ÀS RECOMENDAÇÕES DE INCIDENTES	48
3.5 AUDITORIAS PRÉ-OPERACIONAIS	48
3.6 FATORES HUMANOS	50
4. INFRAÇÕES DE SEGURANÇA OPERACIONAL	51
4.1 PROCESSOS SANCIONADORES	51
4.2 JULGAMENTOS E DOSIMETRIA DA PENA DE MULTA	53
4.3 MULTAS	53
4.4 JULGAMENTOS RELEVANTES	54
5. INCIDENTES OPERACIONAIS	57
5.1 ASPECTOS GERAIS	57
5.2 INCIDENTES NAS ATIVIDADES MARÍTIMAS	57
5.3 INCIDENTES NAS ATIVIDADES TERRESTRES	63
5.4 SUPERVISÃO REGULATÓRIA DOS COMUNICADOS DE INCIDENTES	67
5.4.1 <i>Fatalidade ocorrida em sonda terrestre</i>	68
5.4.2 <i>Vazamento ocorrido em duto submarino</i>	68
5.4.3 <i>Vazamento de óleo em Campos Terrestres</i>	69

5.5	PUBLICAÇÃO DE RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE: FATALIDADE DEVIDO A DESCARGA DE SUPRESSÃO POR CO2 NA PLATAFORMA P-19.....	69
5.6	RECOMENDAÇÕES DE INCIDENTES.....	69
6.	CONCLUSÕES	70

SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente relatório apresenta os resultados de segurança operacional das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural para o ano de 2023, apurados pela Superintendência de Segurança Operacional (SSO), em atendimento à atribuição disposta na Portaria ANP nº 180/2023, que alterou a 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 2023 é o 14º 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.

Assim, o documento está dividido em seis 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, 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 2023, as operações marítimas foram responsáveis por cerca de 97,7% da produção de petróleo e 85,8% da produção de gás no Brasil, representando 67,1% das horas trabalhadas. Já as atividades terrestres, com 32,9% das horas trabalhadas, contribuíram com aproximadamente 2,3% da produção de petróleo e 14,2% 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 e adequada gestão.

Em 2023, foram aprovadas 90 Documentações de Segurança Operacional (DSO) permitindo, do ponto de vista da segurança operacional, o início das atividades de instalações marítimas e campos terrestres. Dentre elas, destacam-se a aprovação das novas unidades estacionárias de produção FPSO Almirante Barroso, FPSO Anita Garibaldi, FPSO Sepetiba e FSO Pargo, as quais contribuíram com significativa adição de produção de hidrocarbonetos para o Brasil. Além disso, foram realizadas 22 análises técnicas e foram concluídos 10 processos de cessão de direitos e obrigações envolvendo mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção, com destaque para o Polo Golfinho, que marcou a entrada da BW Energy no mercado de E&P, e para o Polo Potiguar, que envolveu a transferência de mais de 6 mil poços da Petrobras para a 3R Potiguar.

Considerando o final do ciclo de vida, foram aprovados 9 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI). No ano de 2023 observou-se o aumento do número de PDIs Conceituais, em cumprimento aos prazos previstos na Resolução ANP nº 817/2020, o que resulta em um melhor planejamento por parte dos Operadores, maior eficiência e celeridade nas análises e previsibilidade para o mercado.

No âmbito da regulação, e seguindo a Agenda Regulatória 2022-2023, foi dada continuidade na revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional. Após a realização da Consulta Pública nº 28/2022, no período de 21/12/2022 a 24/04/2023, seguida de Audiência Pública na data de 16 de

maio de 2023, foram consolidadas as 933 sugestões recebidas para os artigos, práticas de gestão do SSGO, apêndices e anexos da minuta de Resolução.

Destaca-se ainda que foram realizados em 2023 *workshops*, eventos e reuniões com a indústria, como forma de aumentar a participação social e o debate com os interessados no processo de revisão regulatória do SSGO.

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 o estabelecimento de um grupo de trabalho (GT) interno à Subcomissão de Riscos em Dutos do IBP, para a criação de um banco de dados de falhas de dutos (BFD), com objetivo de identificar tendências e padrões de falhas. Este trabalho resultou na publicação do Caderno de Boas Práticas, em dezembro de 2023, na Biblioteca Digital do IBP, consolidando os entendimentos técnicos para o desenvolvimento do BFD.

Cooperações nacionais e internacionais se iniciaram ou tiveram continuidade em 2023 com foco na manutenção de *benchmarks*, necessários para o aprimoramento das atividades desenvolvidas pela SSO/ANP. Como novidade, foi formalizado um Acordo de Cooperação Técnica (ACT) entre ANP e COPPE (UFRJ) para desenvolvimento técnico-científico de soluções frente às necessidades de descomissionamento de instalações offshore. Em novembro de 2023, foi publicado o *JIP Report - Flexible Pipe Integrity Management Guidance & Good Practice*, que atualiza o relatório *Sureflex Guidance* publicado no ano de 2017 de forma abrangente, e marca a finalização do JIP, entrando então em uma fase de compartilhamento de informações e colaboração entre seus membros.

Quanto às fiscalizações, em 2023, foram realizadas pela SSO/ANP 39 ações de fiscalizações de segurança operacional de caráter preventivo. Foram identificadas 253 não conformidades em ações de fiscalização, sendo 47 delas críticas, atingindo um nível de criticidade¹ de 19%.

A maior parte das não conformidades críticas (26%) se relaciona a falhas em gerenciar integridade mecânica de instalações. Foram detectadas falhas relacionadas à Prática de Gestão 10 (Projeto), com 17% dos desvios críticos, em destaque para o descumprimento das Filosofias de Segurança das instalações. Verifica-se, portanto, que ainda há dificuldade da indústria no gerenciamento e na garantia de recursos para uma adequada gestão de integridade de ativos. Sendo assim, mantém-se o desafio apresentado no relatório anual de 2022 em relação ao **comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para segurança das operações em processos de integridade.**

Em contrapartida, a indústria avançou em aspectos relacionados ao projeto de novas instalações de produção, por meio da aplicação prática de conceitos de projeto inerentemente mais seguro, bem como no aprimoramento da implementação de planos de ação, e na qualidade das auditorias da fase pré-operacional. A eliminação dos riscos de acidentes em casa de bombas por meio da implementação de bombas afogadas nos tanques de óleo cru (COT, *cargo oil tank*), e a substituição do gás CO₂ por gases não asfixiantes nos sistemas de combate a incêndio, são exemplos de avanço.

No ano de 2023, o número de processos instaurados atingiu o maior número da série histórica, com um total de 124 processos sancionadores. O tempo médio de julgamento apresentou um pequeno aumento (de 267 dias em 2022 para 312 dias em 2023), porém a SSO/ANP mantém esforços para a redução do passivo de processos sancionadores pendentes de julgamento de primeira

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

instância. As multas de segurança operacional, aplicadas a partir de 68 processos julgados em 1ª instância, totalizaram em torno de R\$ 134 milhões.

Quanto às análises dos incidentes ocorridos em 2023, é importante ressaltar que devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes e a compatibilização das premissas com dados utilizados pelo *benchmark* IRF (*Internacional Regulators Forum*), foram observadas variações em taxas dos gráficos e tabelas dos relatórios dos anos anteriores.

Merece destaque o fato de, pelo primeiro ano da série histórica, não ter havido fatalidade em instalações *offshore* de E&P. Já em instalações *onshore*, ocorreu uma fatalidade em uma sonda da empresa Nova Petróleo.





No ambiente *onshore* foi observado que quase 40% dos comunicados de incidentes *onshore* em 2023 são relativos a falhas de elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) dos poços, o que motivou a proposição de novo desafio para indústria relacionado ao tema. Ainda acerca do ambiente *onshore*, foi verificado que o volume de óleo descarregado atingiu o maior valor da série histórica, totalizando 85 m³.

Quanto ao ambiente *offshore*, observou-se também um aumento da taxa relativa a vazamentos significantes de gás inflamável com crescimento de 267% e nos incidentes de vazamentos maiores de gás inflamável (crescimento de 65%). Mais uma vez, esses dados ressaltam o desafio do mercado em gerenciar adequadamente a integridade de suas instalações.

Quanto aos princípios de incêndio, existe ainda dificuldade da indústria em estabelecer práticas que minimizem a taxa de ocorrências para abaixo de 40 ocorrências por ano para cada 100 instalações. Além disso, a constatação de que os relatórios de investigação produzidos pelos operadores, em diversas situações, são deficientes, reforça a manutenção pelo quarto ano, do desafio relacionado ao **aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional.**

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, 2021 e 2022 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, além de insumo para ações específicas de fomento de soluções quanto aos temas.**

DESAFIOS PROPOSTOS REFERENTES AO PANORAMA DE 2023:

	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 (2019/2020/2021/2022).
#2023.1	
	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 (2020/2021/2022).
#2023.2	
	Monitoramento e adequado gerenciamento de integridade de poços em operação ou abandono temporário, e provisionamento de recursos para abandono permanente e arrasamento de poços para os quais não haja interesse no retorno à operação.
#2023.3	
	Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios (2020/2021/2022).
#2023.4	

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 da indústria do petróleo e gás natural do Brasil.

SEÇÃO 1

ATIVIDADES DA INDÚSTRIA DE E&P

- 1.1 Evolução do nível de atividade de E&P
- 1.2 Documentação de Segurança Operacional
- 1.3 Mudança de Operador
- 1.4 Descomissionamento de instalações

A 1ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta a evolução das atividades da indústria de E&P no Brasil.

São apresentadas informações sobre a evolução das atividades em sondas marítimas, plataformas marítimas e campos terrestres. Também são apresentados os principais destaques de 2023 relacionados à aprovação da documentação de segurança operacional (DSO), à mudança de operador de contrato e ao descomissionamento de instalações.

1.1 Evolução do nível de atividade de E&P

Os dados apresentados nos gráficos 1.1 a 1.3 mostram o nível de atividades da indústria de E&P de petróleo e gás natural desde 2012, divididos em:

- Atividades em sondas marítimas¹;
- Atividades de produção em campos marítimos; e
- Atividades de produção em campos terrestres.

Como pode ser observado no Gráfico 1.1, as atividades em sondas marítimas se encontravam em declínio desde o ano de 2012 até o ano de 2019. Contudo, os dados a partir do ano de 2020 mostram a clara tendência de elevação do nível de atividade, havendo um aumento de 25% na quantidade de poços perfurados em mar no ano de 2023 em comparação com o ano anterior.

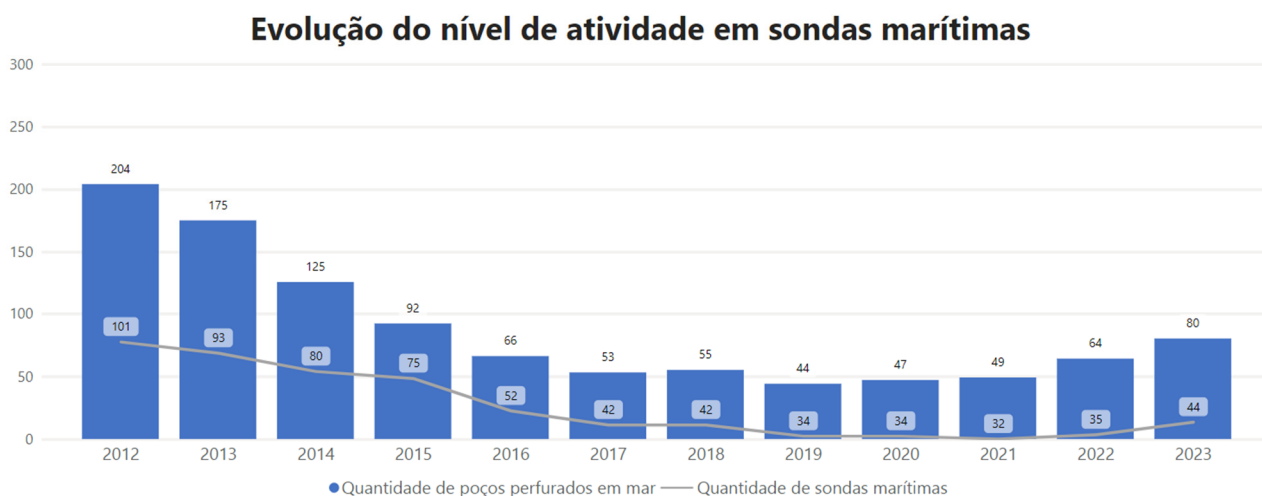


Gráfico 1.1. Evolução do nível de atividades em sondas marítimas, de 2012 a 2023.

A produção de petróleo *offshore* em 2023 apresentou um aumento de 12,9% 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 1.2).

¹ O nível de atividades em sondas marítimas engloba as atividades de perfuração, completação, teste de formação e intervenção em poços.

Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas

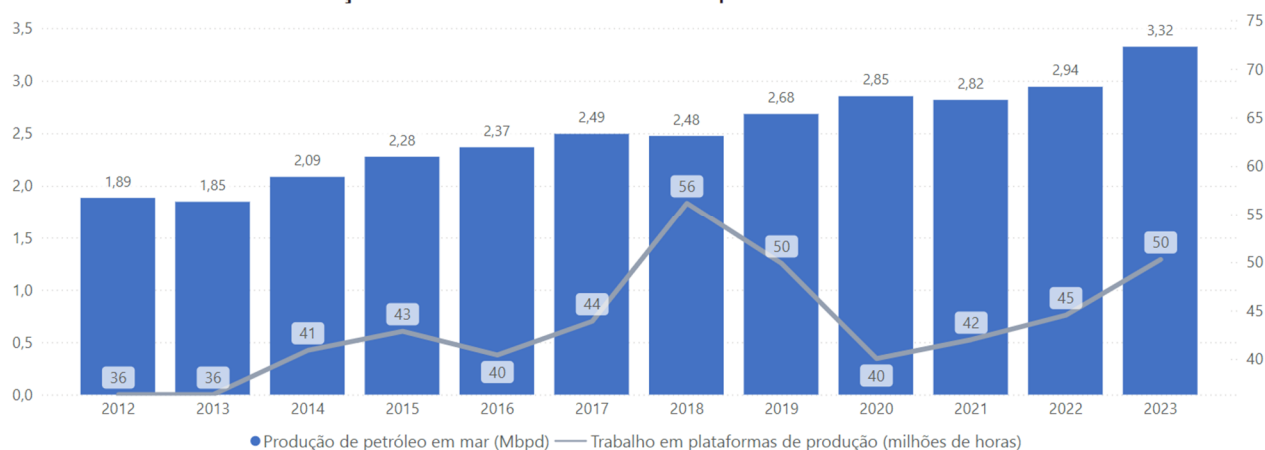


Gráfico 1.2. Evolução do nível de atividades em plataformas de produção marítimas, de 2012 a 2023.

A produção de petróleo *onshore* manteve-se estável entre os anos de 2022 e 2023 (Gráfico 1.3), enquanto houve um aumento de 5% na quantidade de poços perfurados em terra no ano de 2023 em comparação com o ano anterior. No entanto, o número de poços perfurados ainda é substancialmente inferior àqueles apresentados no início da série histórica.

Evolução do nível de atividades em campos terrestres

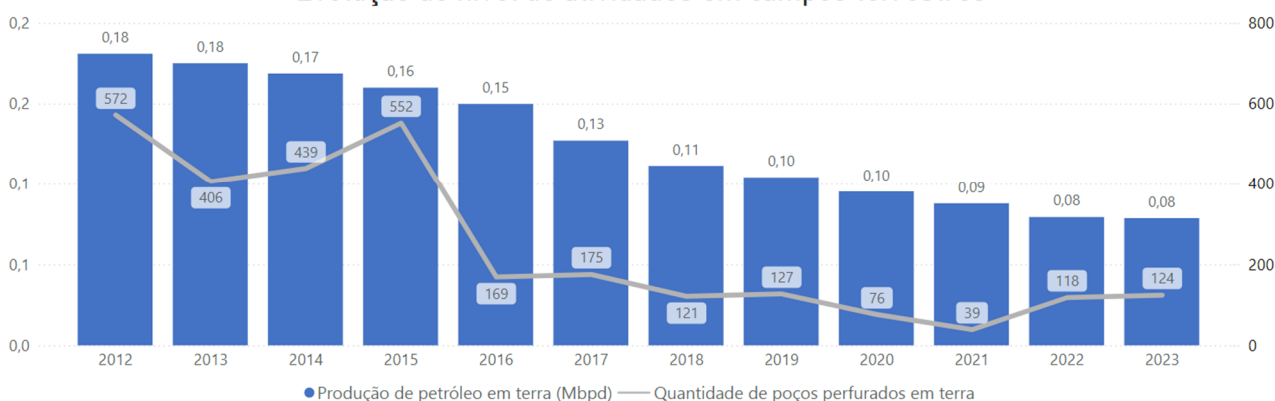


Gráfico 1.3. Evolução do nível de atividades em campos terrestres, de 2012 a 2023.

O Gráfico 1.4 apresenta o comparativo entre as atividades marítimas e terrestres realizadas em 2023. As atividades marítimas foram responsáveis por 97,69% da produção de petróleo, com média de 3,32 Mbpd, e 85,76% da produção de gás natural, com 42.934 milhões de m³.

As horas trabalhadas em atividades marítimas representaram 67,11% do total. Os 627 poços produtores em ambiente marítimo correspondem a 7,98% dos poços em produção no Brasil. Por outro lado, 61,39% dos poços perfurados no ano de 2023 foram em terra. Apesar de as atividades terrestres contribuírem com apenas 2,31% da produção do petróleo nacional, verifica-se que se trata de atividade intensiva em mão-de-obra (32,89% do total de horas de trabalho), o que evidencia a importância econômica e social da atividade.

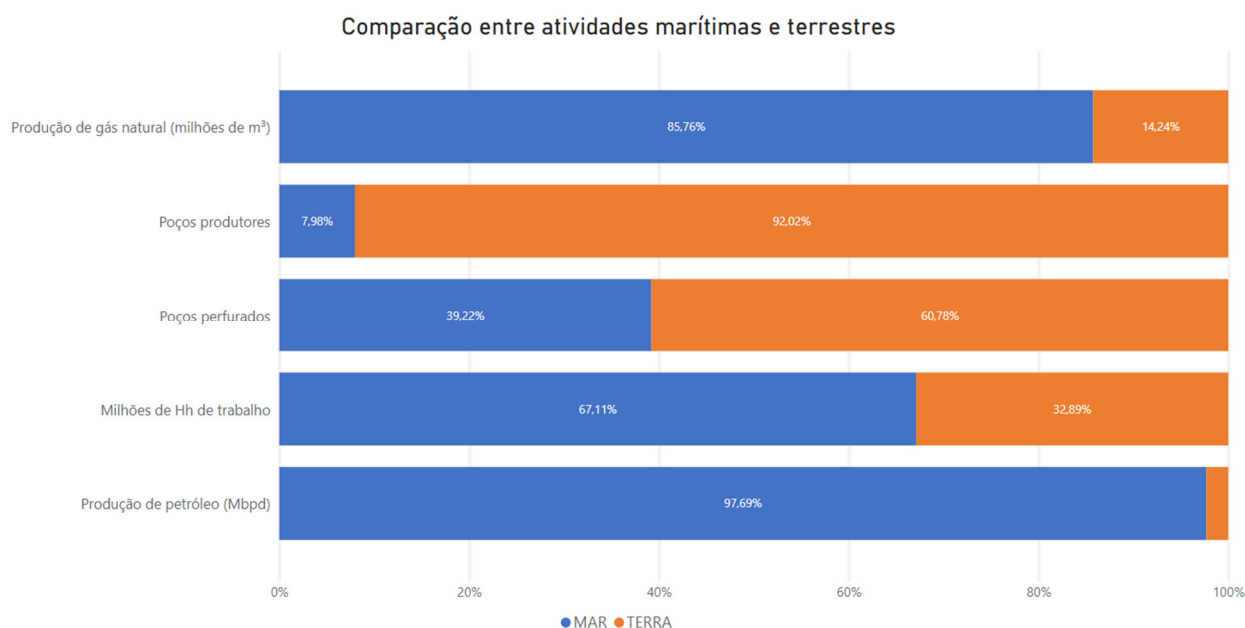


Gráfico 1.4. Comparação entre atividades marítimas e terrestres em 2023.

1.2 Documentação de segurança operacional

Aprovação da Documentação de Segurança Operacional

Em 2023, foram aprovadas 90 Documentações de Segurança Operacional (DSO), conforme Tabela 1.1. 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, 76 (84%) foram em decorrência de processos de cessões de direitos e obrigações de contratos de E&P, principalmente relacionadas a incorporações de empresas dentro de um mesmo grupo econômico. Destacam-se também a aprovação de DSO das novas unidades estacionárias de produção (UEP) FPSO Almirante Barroso, FPSO Anita Garibaldi, FPSO Sepetiba, FSO Pargo.

O ano de 2023 foi marcado pelo aumento de 21% na quantidade de aprovações de DSO de sondas marítimas em relação ao ano anterior, indicando uma tendência de aquecimento no setor.

483 processos com DSO aprovada		
Em 2023	68 submetidas	11 novas
		57 cessão de direitos
	90 aprovadas	17 sondas
		27 UEP
		46 terrestre

Tabela 1.1. DSOs aprovadas em 2023.

	Tipo de instalação	Instalação/Campo	Operador do Contrato	Operador da Instalação
1	Campo terrestre	ANGICO	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
2	Campo terrestre	ALTO DO RODRIGUES	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.

3	Campo terrestre	BENFICA	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
4	Campo terrestre	CANTO DO AMARO	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
5	Campo terrestre	TAPIRANGA NORTE	3R RIO VENTURA S. A	3R RIO VENTURA S.A
6	Campo terrestre	ESTREITO	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
7	Campo terrestre	CARDEAL AMARELO	IMETAME ENERGIA S.A.	IMETAME ENERGIA S.A.
8	Campo terrestre	CANÇÃ	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.
9	Campo terrestre	FAZENDA ALEGRE	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.
10	Campo terrestre	FAZENDA SANTA LUZIA	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.
11	Campo terrestre	FAZENDA SÃO RAFAEL	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.
12	Campo terrestre	FAZENDA CEDRO	SEACREST SPE CRICARÉ S.A.	SEACREST SPE CRICARÉ S.A.
13	Campo terrestre	JACUTINGA	SEACREST SPE CRICARÉ S.A.	SEACREST SPE CRICARÉ S.A.
14	Campo terrestre	PARDAL	POTIGUAR E&P S.A.	POTIGUAR E&P S.A.
15	Campo terrestre	COQUEIRO SECO	PETROSYNERGY LTDA	PETROSYNERGY LTDA
16	Campo terrestre	JUAZEIRO	POTIGUAR E&P S.A.	POTIGUAR E&P S.A.
17	Campo terrestre	TUCANO GRANDE	IMETAME ENERGIA S.A.	IMETAME ENERGIA S.A.
18	Campo terrestre	SÃO MATEUS LESTE	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.	SEACREST PETRÓLEO SPE NORTE CAPIXABA LTDA.
19	Campo terrestre	SANHAÇU	3R RNCE S.A.	3R RNCE S.A.
20	Campo terrestre	LAGOA AROEIRA	3R RNCE S.A.	3R RNCE S.A.
21	Campo terrestre	MACAU	3R RNCE S.A.	3R RNCE S.A.
22	Campo terrestre	SALINA CRISTAL	3R RNCE S.A.	3R RNCE S.A.
23	Campo terrestre	PORTO CARÃO	3R RNCE S.A.	3R RNCE S.A.
24	Campo terrestre	FAZENDA BELÉM CE	3R RNCE S.A.	3R RNCE S.A.
25	Campo terrestre	APRAIÚS	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
26	Campo terrestre	BIRIBA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
27	Campo terrestre	JACUÍPE	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
28	Campo terrestre	MIRANGA NORTE	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
29	Campo terrestre	MIRANGA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
30	Campo terrestre	RIACHO SÃO PEDRO	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
31	Campo terrestre	SUSSUARANA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
32	Campo terrestre	TRÊS MARIAS	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
33	Campo terrestre	UPANEMA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
34	Campo terrestre	ASA BRANCA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
35	Campo terrestre	BAIXA DO ALGODÃO	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
36	Campo terrestre	JUAZEIRO	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
37	Campo terrestre	BREJINHO BA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
38	Campo terrestre	FAZENDA CURRAL	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
39	Campo terrestre	FAZENDA MALAQUIAS	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
40	Campo terrestre	LESTE DE POÇO XAVIER	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
41	Campo terrestre	LIVRAMENTO	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
42	Campo terrestre	LORENA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
43	Campo terrestre	PAJEÚ	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
44	Campo terrestre	RIACHO DA FORQUILHA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
45	Campo terrestre	SABIÁ	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.

46	Campo terrestre	LAGOA DO PAULO NORTE	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
47	Sonda marítima	CAROLINA	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	VENTURA PETRÓLEO S.A.
48	Sonda marítima	SSV VICTORIA	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	VENTURA PETRÓLEO S.A.
49	Sonda marítima	NOBLE DEVELOPER	SHELL BRASIL PETRÓLEO LTDA.	NOBLE DRILLING DEEPWATER A/S
50	Sonda marítima	VALARIS DS-17	EQUINOR BRASIL ENERGIA LTDA.	ENSCO DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA.
51	Sonda marítima	BRAVA STAR	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	SERVIÇOS DE PETRÓLEO CONSTELLATION S.A.
52	Sonda marítima	HUNTER QUEEN	PETRO RIO JAGUAR PETRÓLEO SA.	OCYAN S.A.
53	Sonda marítima	DHIRUBHAI DEEPWATER KG2	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	TRANSOCEAN BRASIL LTDA.
54	Sonda marítima	ODN I	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	OCYAN DRILLING S.A.
55	Sonda marítima	VALARIS RENAISSANCE	PETRONAS PETRÓLEO BRASIL LTDA.	ENSCO DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA.
56	Sonda marítima	DEEPWATER CORCOVADO	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	TRANSOCEAN BRASIL LTDA.
57	Sonda marítima	DEEPWATER MYKONOS	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	TRANSOCEAN BRASIL LTDA.
58	Sonda marítima	NORBE VI	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	OCYAN DRILLING S.A.
59	Sonda marítima	OCEAN COURAGE	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	BRASDRIL SOCIEDADE DE PERFURAÇÕES LTDA.
60	Sonda marítima	VALARIS DS-8	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	ENSCO DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA.
61	Sonda marítima	ALPHA STAR	3R PETROLEUM OFFSHORE S.A.	SERVIÇOS DE PETRÓLEO CONSTELLATION S.A.
62	Sonda marítima	VALARIS RENAISSANCE	BP ENERGY DO BRASIL LTDA.	ENSCO DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA.
63	Sonda marítima	DEEPWATER ORION	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	TRANSOCEAN BRASIL LTDA.
64	Plataforma de produção	FPSO FORTE	PETRO RIO JAGUAR PETRÓLEO SA.	PETRO RIO JAGUAR PETRÓLEO SA.
65	Plataforma de produção	FPSO BRAVO	PRIOR BRAVO LTDA.	PRIOR BRAVO LTDA.
66	Plataforma de produção	POLVO A	PRIOR BRAVO LTDA.	PRIOR BRAVO LTDA.
67	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-22	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
68	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-7	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
69	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-8	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
70	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-9	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
71	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-11	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
72	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-12	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
73	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-13	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
74	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-15	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
75	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-16	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
76	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-17	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
77	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-18	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
78	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-19	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
79	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-10	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
80	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-14	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
81	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-20	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
82	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-21	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
83	Plataforma de produção	PLATAFORMA 3R-6	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
84	Plataforma de produção	FPSO ANNA NERY	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	YINSON BORONIA SERVICOS DE OPERACAO LTDA.
85	Plataforma de produção	FPSO CIDADE DE VITÓRIA	BW ENERGY MAROMBA DO BRASIL LTDA.	SAIPEM DO BRASIL SERVICOS DE PETROLEO LTDA.
86	Plataforma de produção	FPSO ALMIRANTE BARROSO	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	MODEC SERVICOS DE PETROLEO DO BRASIL LTDA.

87	Plataforma de produção	FPSO ANITA GARIBALDI	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	MODEC SERVICOS DE PETROLEO DO BRASIL LTDA.
88	Plataforma de produção	FPSO CIDADE DE VITÓRIA	BW ENERGY MAROMBA DO BRASIL LTDA.	BW ENERGY MAROMBA DO BRASIL LTDA.
89	Plataforma de produção	FSO PARGO	PERENCO PETRÓLEO E GÁS DO BRASIL LTDA.	PERENCO PETRÓLEO E GÁS DO BRASIL LTDA.
90	Plataforma de produção	FPSO SEPETIBA	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	MERO 2 OPERACOES MARITIMAS LTDA.



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.

DSO para manutenção ou descomissionamento de instalação marítima

Para as instalações em fase de descomissionamento, a DSO deverá permanecer aprovada enquanto a unidade estiver na locação.

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.

Os requisitos de segurança operacional estabelecidos nos regulamentos técnicos da ANP e pactuados no contrato de E&P sempre devem ser observados, 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 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 ou medidas adicionais somente se necessário**.

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](#).

1.3 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 22 análises técnicas no âmbito

da participação da SSO no Comitê de Avaliação das Propostas de Parcerias (CAPP) da ANP. Em 2023 foram concluídos 10 processos de cessão de direitos envolvendo mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção.

Análises técnicas de segurança operacional na cessão de direitos		
Em 2023	22 análises	13 ativos marítimos
		8 ativos terrestres
		1 ativo 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 2023 os casos a seguir.

- **Polo Golfinho:** A cessão dos campos de Golfinho, Canapu, Camarupim e Camarupim Norte demandou diversas análises técnicas por parte da SSO e foi condicionada entre outras, a assinatura de Termo de Compromisso entre a Petrobras e a ANP, referente às obrigações de abandono permanente, arrasamento e descomissionamento de 10 (dez) poços, cujo cumprimento permanecerá sob a incumbência da Petrobras. A cessão foi condicionada também à obrigação da comprovação de compartilhamento das ferramentas necessárias para intervenção em poços e equipamentos *subsea* que permitam a continuidade das operações seguras, ou até de uma eventual resposta à emergência, nas instalações envolvidas no polo em processo de cessão pelo período mínimo necessário para a obtenção pela BW Energy de mesmo ferramental ou similar, no caso de equipamentos proprietários. Com base na recomendação da SSO convalidada pelo CAPP, a Diretoria da ANP determinou também obrigações a serem cumpridas pela BW Energy após a conclusão da cessão referentes à operação e abandono de poços.
- **Polo Potiguar:** A cessão de diversos campos terrestres e marítimos da Petrobras para a 3R Potiguar foi concluída em 2023 destacando-se como a operação de transferência de ativos de E&P que envolveu o maior número de poços até então, acima de 6 mil, representando significativo desafio técnico e regulatório e demandando análises da situação dos milhares de poços perfurados na área dos campos.
- **Polo Norte Capixaba:** A cessão dos campos de Cancã, Fazenda Alegre, Fazenda Santa Luzia e Fazenda São Rafael da Petrobras para a Seacrest passou por extensa análise técnica ao longo do ano de 2022, conforme destacado no último relatório anual, e foi concluída em 2023.

Desinvestimento da Petrobras

O Gráfico 1. ilustra que, no período de 2019 a 2023, a operação de 189 campos passou do sistema de gerenciamento da segurança operacional da Petrobras para outros 12 sistemas de gerenciamento da segurança operacional.

Como consequência do processo de desinvestimento da Petrobras, o ano de 2023 foi marcado pela entrada da BW Energy no mercado de E&P, a partir da conclusão da cessão dos campos de Golfinho, Canapu, Camarupim e Camarupim Norte, bem como o bloco BM-ES-23. No ano de 2023 também foram concluídas as cessões de Albacora Leste, do Polo Norte Capixaba e do Polo Potiguar, envolvendo quantidade significativa de campos de produção.

Campos cedidos pela Petrobras com mudança de operador

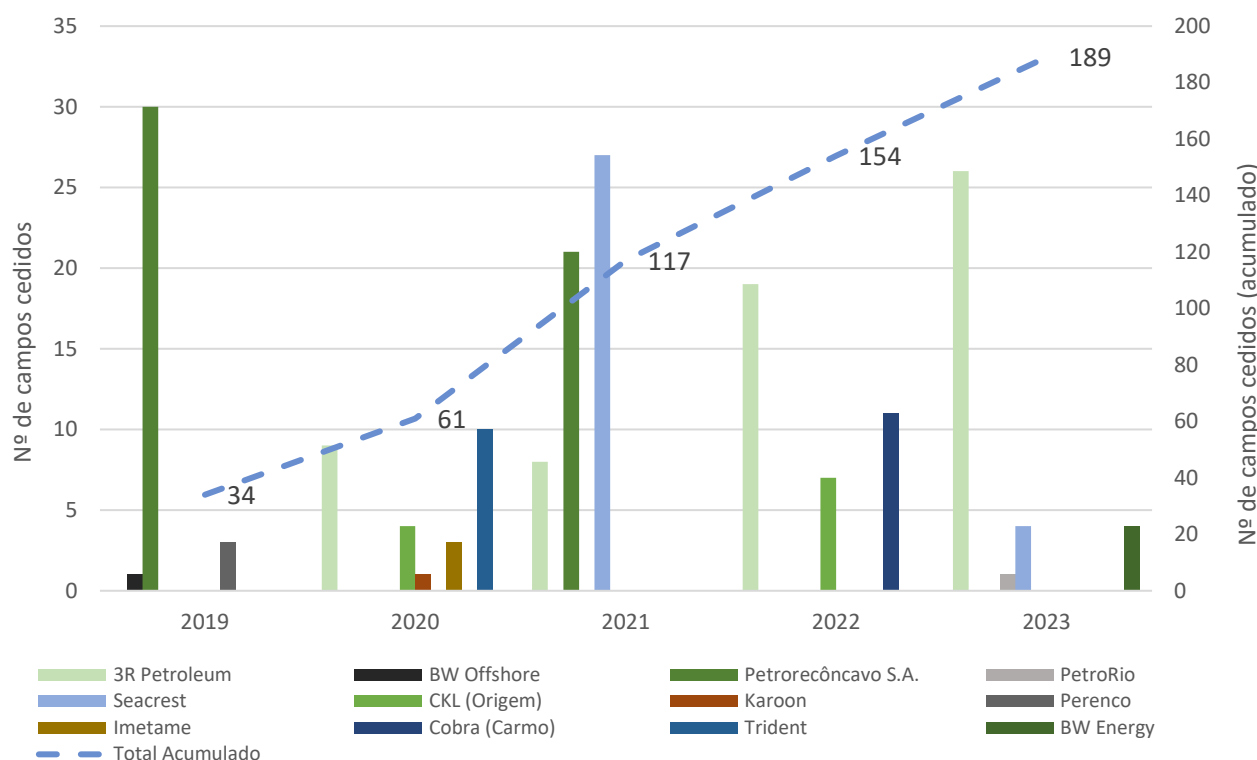


Gráfico 1.5. Conclusão de desinvestimento da Petrobras com mudança de operador, de 2019 a 2023.

Transferência de sondas marítimas entre operadores

Além do incremento na quantidade de aprovações de DSO de sondas marítimas em relação ao ano anterior, 2023 marca também uma tendência de movimentação de sondas marítimas entre diferentes operadores, a exemplo da unidade Valaris Renaissance (DS-15), que deve se intensificar ao longo de 2024, reduzindo o tempo ocioso das sondas entre campanhas de perfuração e intervenção.



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.

1.4 Descomissionamento de instalações

Durante o ano de 2023, foram aprovados 9 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs) e seis Relatórios de Descomissionamento de Instalações (RDIs). Ressalta-se que a maioria dos PDIs analisados em 2023 foram do tipo executivo², que apresenta maior detalhamento e complexidade do que os do tipo conceitual³.

Descomissionamento de instalações		
Em 2023	9 PDIs aprovados	7 marítimos
		2 terrestres
	6 RDIs aprovados	3 marítimos
		3 terrestres

Em 2023, destacam-se as aprovações dos PDIs Executivos das Plataformas P-20 e P-35, ambas inseridas no contexto do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, que inclui a instalação de duas plataformas do tipo FPSO, em substituição às unidades que atualmente constituem o sistema de produção do campo.

Dentre os seis RDIs aprovados em 2023, destacam-se os RDIs dos campos *onshore* de Albatroz e Pojuca Norte, localizados nas bacias do Espírito Santo e Recôncavo, respectivamente.

Destaque também para o desmantelamento da Plataforma FPSO P-32, que saiu de sua locação em direção ao Estaleiro Rio Grande em novembro de 2023, marcando a tendência do desmantelamento de unidades flutuantes de produção da Petrobras no Brasil nos próximos anos.

Descomissionamento de plataformas ao longo dos anos, até 2023



- 34 instalações tiveram seu PDI aprovado pela ANP;

² 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.

³ 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.

Investimentos em descomissionamento

O [Plano Estratégico da Petrobras para o período 2024-2028](#) prevê o descomissionamento de **23 plataformas** (9 fixas e 14 flutuantes).

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 **2024-2027** poderá ultrapassar **R\$ 51 bilhões**. Mais de 60% desse valor está relacionado a atividades de abandono e arrasamento de poços. Neste período, há um potencial para abandono de aproximadamente **3.800 poços**, sendo mais de 90% localizados em bacias terrestres. A segunda atividade que demandará maiores recursos financeiros será a remoção de linhas, seguido da desmobilização de plataformas.

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 encontra-se em constante desenvolvimento. Um [tutorial completo](#) pode ser acessado na página de Descomissionamento da ANP.

Após quatro anos de vigência da Resolução ANP nº 817/2020, considera-se que sua aplicação tem se mostrado eficiente, tornando o processo de descomissionamento mais objetivo e transparente. No ano de 2023 observou-se o aumento do número de PDIs Conceituais, em cumprimento aos prazos previstos na resolução, o que resulta em um melhor planejamento por parte dos Operadores, maior eficiência e celeridade nas análises e previsibilidade para o mercado.

Cabe destacar também a importância dos Relatórios Parciais de Descomissionamento (RDIs Parciais) de instalações *offshore*, entregues pelo operador a cada 180 dias após o início da execução do descomissionamento. A partir desses relatórios é possível realizar o acompanhamento dos cronogramas de execução das atividades previstas no PDI, permitindo verificar possíveis dilatações de prazos, reduzindo os riscos de incidentes causados pela demora na execução de atividades críticas.

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 SSO/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

Sistema de Gestão da Segurança Operacional

Com o intuito de dar prosseguimento a [Agenda Regulatória 2022-2023](#), a SSO/ANP deu continuidade ao [processo de revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional](#) das instalações do E&P. A minuta

de resolução e de regulamento bem como a nota “[Fundamentos para resolução e regulamento técnico de segurança operacional](#)”, juntamente com os demais documentos de referências passaram por período de Consulta Pública, entre 21 de dezembro de 2022 a 24 de abril de 2023, seguido da realização da [Audiência Pública](#) em 16 de maio de 2023, no âmbito da [Consulta e Audiência Públicas nº 28/2022](#).

A alternativa regulatória proposta pela Agência atende ao item 1.25 da [Agenda Regulatória 2022-2023](#) ao buscar consolidar e atualizar as resoluções e seus cinco regulamentos técnicos de segurança operacional do setor de E&P ([SGSO](#), [SGI](#), [RTDT](#), [SGIP](#), [SGSS](#)) em um único instrumento.

Neste momento, a SSO/ANP realiza análise crítica da minuta proposta com base nas contribuições recebidas em Consulta e Audiência Pública conforme os Gráficos 2.1 e 2.2.



Participação social

As contribuições recebidas durante a [Consulta e Audiência Públicas nº 28/2022](#) são elementos fundamentais para o aprimoramento da proposta regulatória, cabendo destacar:

- ▶ As [933 sugestões](#) recebidas de operadores de contrato e de instalação, associações da indústria, sindicatos e especialistas, durante a consulta pública;
- ▶ A Audiência Pública realizada em 16/05/2023 contou com o total de 104 participantes e mais de 870 visualizações do [vídeo disponível no canal da ANP no youtube](#), com apresentações de representantes da *Society of Petroleum Engineers/Brazil Section*, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), Universidade Federal da Bahia (UFBA), *SBM Offshore*, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP). Na abertura, o Diretor Daniel Maia destacou que ao longo dos últimos anos, o SGSO foi acompanhado de novos regulamentos específicos para integridade de poços e dutos e que hoje um dos vários desafios da proposta que está sendo desenvolvida no âmbito da agência é justamente o de harmonizar os diversos dispositivos em vigor em um único arcabouço que compreenda a diversidade que existe na indústria e proporcione maior efetividade e simplificação regulatória;



- ▶ Os relatórios da participação social estão disponíveis na página da [Consulta e Audiência Públicas nº 28/2022](#) no sítio eletrônico da ANP.

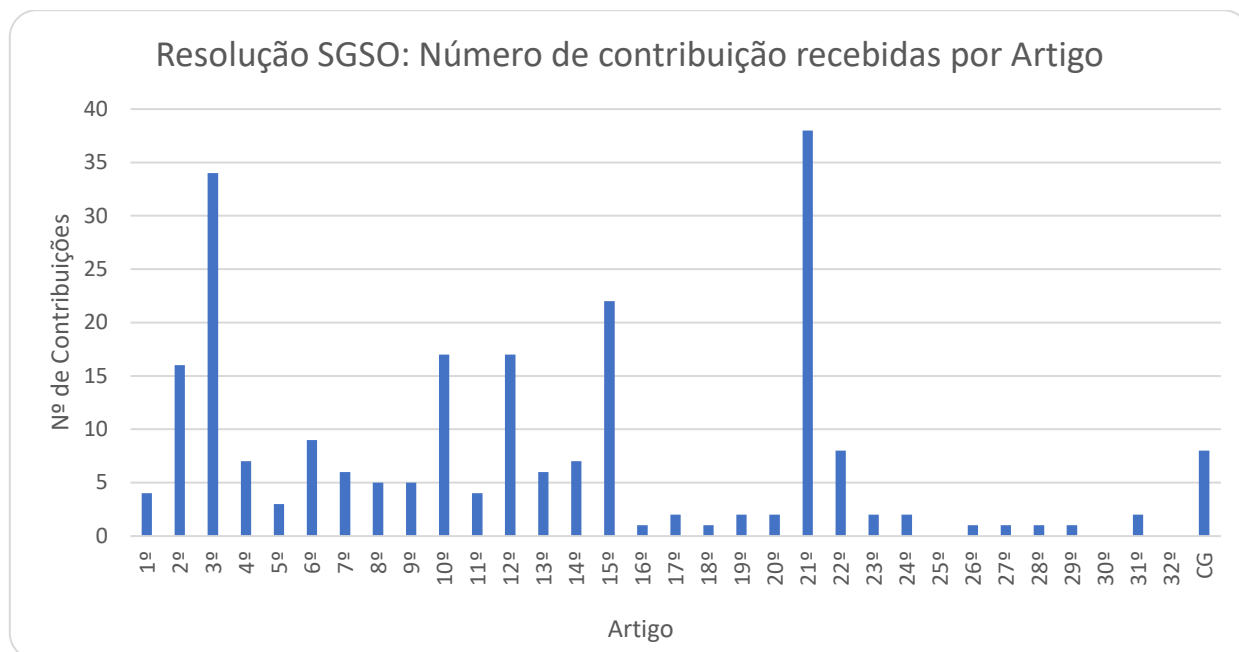


Gráfico 2.1. Contribuições por artigo recebidas em Consulta e Audiência Pública da minuta da Resolução SGSO

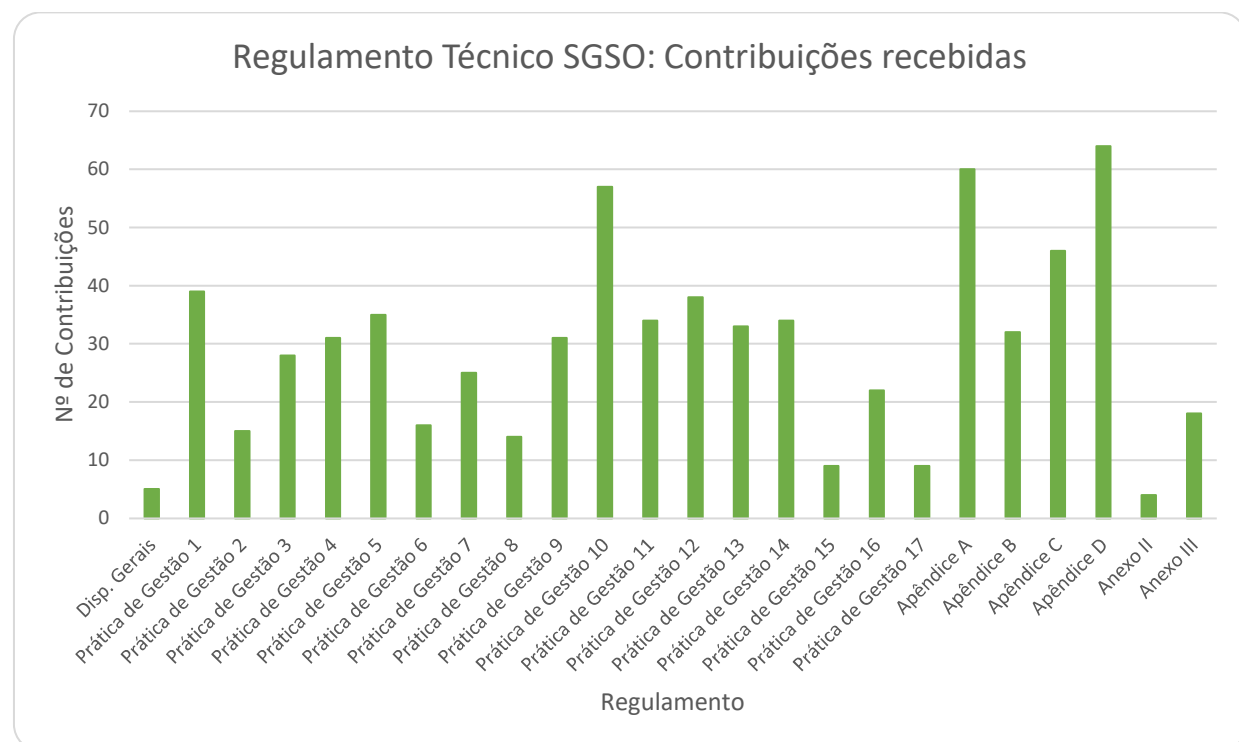


Gráfico 2.2. Contribuições recebidas em Consulta e Audiência Pública da minuta do Regulamento Técnico SGSO

Como forma de aumentar a participação dos interessados no processo, destaca-se que em 2023 a ANP promoveu e participou de *workshops*, eventos e reuniões com a indústria para discutir a revisão regulatória em andamento.



Eventos realizados com a indústria sobre a revisão do arcabouço regulatório

► A ANP realizou em 25/01/2023, durante o período de consulta pública, [workshop](#) com partes interessadas, a fim de obter as primeiras impressões sobre a proposta de revisão regulatória. O evento presencial contou com a participação de 7 associações: API, ABESPetro, Abrisco, ABPIP, IADC, IBP e SPE, contou com 68 participantes presenciais e mais de 3,5 mil visualizações no YouTube. O programa do *workshop* contou com cinco painéis para a discussão das minutas, havendo espaço para que as associações expusessem suas visões iniciais e para contribuições da plateia. Na abertura do evento, a Diretora Simone Araújo valorizou a realização do *workshop* como um dos meios de participação das partes interessadas, e apresentou um histórico da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional. A [gravação do evento](#) está disponível no canal da ANP no YouTube.



► A ANP foi convidada pela Associação Brasileira de Risco (ABRISCO) a apresentar no dia 08/02/2023 a nova proposta regulatória do SGSO durante o evento “Encontros do Saber” promovido pela instituição. Durante o evento a ANP detalhou a proposta de revisão regulatória, apresentando as principais mudanças propostas e detalhes das minutas disponibilizadas para consulta pública.

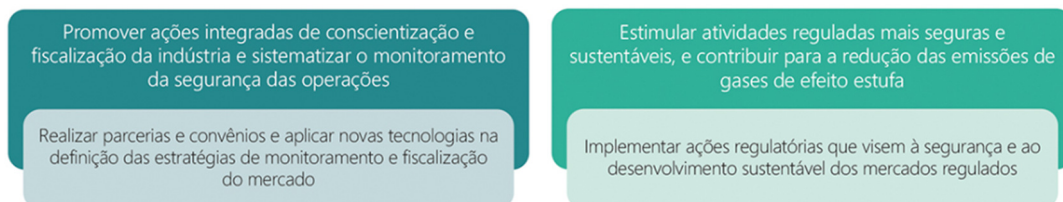


► Foi realizado nos dias 24/03/2023 e 05/04/2023 o **Workshop do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO)**, promovido pela Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo - Abespetro, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás - ABPIP, *International Association of Drilling Contractors* - IADC e Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. O evento no formato remoto contou com a presença de 4 associações, com 267 participantes no 1º dia e 258 participantes no 2º dia. No primeiro dia as associações organizadoras do workshop expuseram suas visões sobre a minuta do regulamento e sobre as práticas de gestão nº 1 a nº 10. No segundo dia, foram apresentadas as visões para as práticas de gestão nº 11 a nº 17, bem como para os quatro apêndices. Também houve espaço para contribuições dos demais participantes.

► Em 27/03/2023, a Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção (ABENDI) se reuniu com técnicos da ANP para expor considerações e contribuições à minuta de Resolução e Regulamento Técnico do SGSO em consulta pública. A entidade destacou o trabalho realizado pela ANP e apresentou diversas considerações técnicas sobre as minutas disponibilizadas na Consulta Pública nº 28/2022.

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 Geral Anual do IRF e a Conferência do IRF ocorreram na cidade de Perth entre os dias 02 e 06/10/2023, tendo o órgão regulador da Austrália (NOPSEMA) como anfitrião. O programa da conferência teve como tema "*It's all about risk*" e incluiu palestras, sessões específicas, mesas-redondas e uma dinâmica ao vivo inovadora para explorar questões emergentes de segurança enfrentadas pelos membros do IRF. O público foi incentivado a participar entre as cenas para discutir os tópicos-chave.

Algumas seções da Conferência do IRF estão disponibilizadas ao público com o intuito de promover uma ampla disseminação dos assuntos discutidos. A sessão 9.1 em que uma das representantes da ANP Caroline Moraes participou, [Investigation quality/sharing and application of learnings](#), encontra-se disponibilizada.

Atualmente o IRF trabalha com três desafios, conhecidos como [problem statements \(declaração de problema\)](#), sendo um deles coordenado pela SSO/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, IOGP¹ e IADC²) para buscar soluções para os *problem statements* e, posteriormente, implementá-las.

¹ The International Association of Oil & Gas Producers (Associação internacional de produtores de óleo e gás).

² 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).

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).

3 Digitalização

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

Contato no IRF: Havtil (Noruega).

Memorando de cooperação com o Havtil³

O que é?

Cooperação formal firmada entre a ANP e a *Norwegian Ocean Industry Authority (Havtil – Norway)*.

Qual o objetivo?

Discutir e trocar informações e experiências sobre temas de segurança operacional mutuamente relevantes e desafiantes, 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 SSO/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.

No âmbito do acordo, foi realizado entre os dias 13 e 15 de dezembro de 2023 no Brasil o *workshop “Improved work processes for reporting, follow-up and learning from hazards and incidentes”*. A partir do evento foi reafirmado o interesse em cooperar sobre diversos temas como: Desenho regulatório, abordagens de fiscalização da segurança operacional e Investigação de incidentes.

O novo plano de trabalho a ser proposto formalmente no ano de 2024 abarca o acompanhamento de auditorias *in loco*, uma em cada país, proporcionando uma melhor percepção das técnicas e métodos empregados por cada um dos reguladores.

ACT com a COPPE para o descomissionamento

O que é?

³ O Petroleum Safety Authority (PSA) foi renomeado, passando a se chamar *Norwegian Ocean Industry Authority (HAVTIL)* a partir do dia 1º de janeiro de 2024. (<https://www.havtil.no/en/explore-technical-subjects2/technical-competence/news/2024/we-are-havtil/>)

Acordo de Cooperação Técnica entre ANP e COPPE para a execução de um programa de cooperação para mapear as necessidades do descomissionamento e da transição energética.

Qual o objetivo?

Racionalizar recursos públicos, promover debates e aprimorar as práticas de descomissionamento.

Em março de 2023 foi formalizado o ACT - Acordo de Cooperação Técnica entre ANP e COPPE para a execução de um programa de cooperação entre a ANP e a UFRJ, em favor do desenvolvimento técnico-científico de soluções práticas, alinhadas aos propósitos de desenvolvimento sustentável, às necessidades do descomissionamento de estruturas e equipamentos da produção *offshore* de óleo e gás no Brasil, e, às questões relacionadas à transição energética.

O ACT pretende promover esferas de debate que envolvam não somente os técnicos da ANP e pesquisadores UFRJ, mas também os outros *stakeholders* relevantes para as operações de descomissionamento e transição energética, tais como: as universidades, agentes estatais (IBAMA, Marinha, TCU, MPT, CNEN), reguladores internacionais, as associações da indústria e organizações da sociedade civil organizada.

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.

No ano de 2023 foi encerrado o Termo de Execução Descentralizada (TED) nº 02/2018, firmado entre a ANP e a Diretoria de Portos e Costas (DPC) da Marinha do Brasil.

No ano de 2023 foram realizadas 1755 perícias técnicas em unidades marítimas de perfuração, produção e armazenamento de petróleo e gás natural. Em grande parte, essas perícias estiveram relacionadas à verificação de saneamento de deficiências específicas.

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 2023 a Ouro Negro atuou, principalmente, em ações de articulação. 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.

Acordo de participação “Sureflex JIP – Joint Industry Project”

O que é?

Projeto de pesquisa industrial desenvolvido pela *Wood Group UK Limited* com foco no gerenciamento de integridade 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 projeto visa coletar e analisar novos dados de incidentes, identificando seus modos de falha associados, assim como conhecer quais seriam as novas tecnologias de inspeção e manutenção aplicáveis aos dutos flexíveis em ambientes submarinos. Neste projeto, participam como reguladores da atividade marítima de O&G não só a ANP, mas a NOPSEMA (Australia), o Havtil (ex-PSA, Noruega) e o HSE (Reino Unido).

Em novembro de 2023 foi publicado o *JIP Report - Flexible Pipe Integrity Management Guidance & Good Practice* que atualiza o relatório *Sureflex Guidance* publicado no ano de 2017 de forma abrangente. Assim, o relatório detalha as estatísticas mais recentes de uso de dutos flexíveis, a experiência de mecanismos de danos/falhas e taxas de incidentes ocorridos, bem como revisa e faz avaliação comparativa de todas as tecnologias e métodos conhecidos de inspeção, monitoramento e reparo.

A publicação do relatório marca a finalização do JIP que entra então em uma fase de compartilhamento de informações e colaboração entre seus membros sem a existência de um plano de trabalho a ser cumprido. Essa fase é chamada de *Networking Phase*.

2.2.2 Projetos integrados com a indústria

Banco Brasileiro de Falhas em Dutos

A criação de um banco de dados de falhas de dutos (BFD) é uma iniciativa que visa coletar e analisar dados de falhas de dutos para identificar tendências, padrões em falhas de dutos, e desenvolver estratégias para evitar falhas futuras, além de fomentar a troca de conhecimento a respeito do assunto entre os operadores.

Neste sentido foi criado um grupo de trabalho (GT) interno à Subcomissão de Riscos em Dutos do IBP (a qual, por sua vez, é subordinada à Comissão de Dutos), contando com a participação de representantes de diversos setores associados à atividade dutoviária, tais como ANP, CTDUT, CETESB, IBAMA, INEA e vários operadores e proprietários de dutos. A representante pela ANP é a servidora Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira, da SSO/ANP.

Este trabalho objetivou definir as premissas necessárias para suportar o processo de estabelecimento de um BDF nacional, tendo como produto o [caderno de boas práticas](#) publicado em dezembro de 2023 na Biblioteca Digital do IBP, consolidando os entendimentos técnicos resultantes como um guia técnico para o desenvolvimento do referido BFD.

2.2.3 Eventos

Workshops de Segurança Operacional

XI SOMA

O [XI Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente \(XI SOMA\)](#) ocorreu em 26/10/2023, durante a OTC Brasil 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 para a segurança operacional, e enfatizou o papel da regulação na prevenção de acidentes e resposta a emergências na indústria do E&P.



O Diretor Daniel Maia pontuou que o SOMA é hoje uma ferramenta de conexão da ANP com a indústria na discussão da Segurança Operacional. "A *solução rápida para se resolver situações de elevada criticidade que têm sido encontradas e reportadas hoje para a ANP não é o pagamento de multa ou a interdição, mas a atuação preventiva das empresas a partir do maior comprometimento de sua alta administração em evitar acidentes.*"



O Superintendente Luiz Bispo apresentou os principais resultados referentes ao ano de 2022, destacando que as lições aprendidas precisam ser internalizadas pela indústria tanto no que diz respeito aos achados de auditoria, como também nos incidentes reportados e investigados cuja discussão está inserida nos painéis do XI SOMA.

O Painel 1 - Investigação de Incidentes – contou com uma apresentação sobre o acidente na plataforma P-19 cujo relatório de investigação foi publicado em agosto de 2023 e consta no [site da ANP](#). O painel contou também com uma análise crítica dos fatores causais relacionados pela ANP a partir da visão de um especialista independente. Dois integrantes da equipe de investigação da ANP apresentaram as causas investigadas e as recomendações elaboradas pela equipe, enquanto o especialista independente relacionou métodos de prevenção, gestão de segurança e estatísticas.



Acerca dos fatores humanos envolvidos na ocorrência do acidente, Caroline Moraes destacou o papel do aprofundamento da investigação para a identificação de causas como o descumprimento de requisitos de normas e boas práticas da indústria, listando ao todo quatro fatores organizacionais envolvidos no acidente. ***“O relatório 621 da IOGP nos dá um exemplo: se surgir na investigação do acidente o termo falta de percepção de risco, não pare por aí, aprofunde sua investigação, que assim você irá encontrar as causas latentes que contribuíram para o acidente”.***

Em relação a disparos acidentais de CO₂, o especialista Americo Diniz destacou a importância de dar tratamento aos quase acidentes, eventos precursoros, como forma de evitar acidentes maiores. Além disso, destacou a importância de implementar um sistema de gestão de segurança abrangente e reforçar a gestão de segurança de processos sobre os times de engenharia. ***“Será que os disparos acidentais de gases supressores de incêndio estão recebendo hoje o tratamento adequado?”***



O Painel 2 - Novas Instalações e fiscalização em estaleiro – contou com uma apresentação que reuniu lições e exemplos de desvios encontrados pela fiscalização pré-operacional executada pela ANP e o tratamento dado pelos operadores. Thiago Ormonde destacou as falhas mais importantes que têm sido hoje encontradas na gestão de pendências em sistemas de segurança, na gestão de mudança de projeto e, especificamente, sobre deficiências no dimensionamento e teste de desempenho de sistemas de combate a incêndio por CO₂ que precisam estar operacionais para o início das operações das instalações de forma segura. ***“O***

início das operações já com medidas contingenciais temporárias não é algo tecnicamente coerente. Tais medidas decorrem geralmente da falha de planejamento e gestão de riscos por parte do operador.”

Neste painel houve ainda a apresentação de representantes de operadores apresentando suas experiências e desafios de segurança em seus novos projetos e tratamento de desvios indicados pela ANP em sua fiscalização pré-operacional.

O Painel 3 - Desafios em campos maduros e extensão de vida de instalações – apresentou a perspectiva da segurança em campos maduros e seus desafios inerentes relacionados à revitalização de ativos. Leonardo Michels apresentou dados que revelam diferentes perfis de não conformidades constatadas

no conjunto de campos que inclui campos maduros e o conjunto de campos não maduros. A gestão de integridade reúne a maior parte dos desvios identificados em instalações de campos maduros.



Os operadores destacaram o contexto da operação independente no Brasil, considerando que as empresas estão adquirindo experiência e buscando maior especialização na gestão de operações e segurança neste tipo de ativo. O representante da PRIO destacou participação da empresa em *benchmarks* em outros mercados e incorporação de boas práticas.

O Painel 4 - O risco carbono na tomada de decisão de E&P – esteve relacionado ao aspecto ambiental, para além dos eventos de poluição agudas como são os derramamentos de óleo em emergências ambientais. Foram apresentadas as perspectivas de um representante da indústria, além de um pesquisador de um dos principais centros de pesquisa do país e da representante de uma instituição de fomento às atividades de descarbonização por Captura e Sequestro de Carbono.

Assim, foi demonstrado exemplo de como uma empresa que já considera custo carbono em seus projetos de E&P, tornando-os mais resilientes economicamente para suportar custos de segurança e meio ambiente ao longo de seu ciclo de vida. Foi apresentado também o portfólio de projetos de descarbonização desenvolvidos no Brasil dos quais participam empresas que atuam na Exploração e Produção de Óleo e Gás, com especial ênfase à Captura e Sequestro de Carbono.



VII SOMAT

O [VII Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente para Instalações Terrestres \(SOMAT\)](#) ocorreu em 22/11/2023 durante a Mossoró Oil & Gas Expo e a [gravação do evento](#) está disponível no canal

da ANP no YouTube. A abertura do workshop contou a participação dos diretores da ANP Daniel Maia e Symone Araújo.



“Nosso interesse comum é o de proteger as pessoas sobretudo, as instalações para que a gente tenha produção e consiga gerar benefício para nossa sociedade, e o meio ambiente.”

Diretor Daniel Maia

“É com esse debate que a gente vai construir uma regulação suficientemente rígida para que se alcance o objetivo de proteção às pessoas e ao meio ambiente, mas também suficientemente equilibrada e calibrada para que isso não vire uma barreira regulatória e não desestime a atividade.”

Diretora Symone Araújo

Com foco no ambiente terrestre, o evento apresentou as expectativas da ANP em relação à segurança operacional, tendo como uma linha condutora de todas as suas discussões os resultados das fiscalizações do ano 2022 e suas lições aprendidas que foram reunidas na [Nota Técnica nº 6/2023](#). Para o *onshore*, a referida Nota Técnica complementa as orientações dadas pela Nota Técnica nº 4/2022 sobre a gestão de segurança. Ambas têm como base os regulamentos da ANP em vigor, e não estabelecem exigência adicional. Nesse ponto a **ANP destacou que alguns dos desafios encontrados pelos operadores do Polo Bahia Terra e Carmópolis já haviam sido abordados pela Nota Técnica nº 4/2022, que orienta os operadores a realizarem seu diagnóstico de suas barreiras de segurança e auditorias internas.**

O evento proporcionou também discussões sobre o processo de aprovação de Documentação de Segurança Operacional (DSO), a adequada comunicação de incidentes e desafios da integridade de poços.



2.2.4 Participação em eventos

Integrity Management Systems Symposium IMSS



Entre os dias 02 e 4 de agosto, a SSO/ANP participou do IMSS, que discutiu temas centrais de Segurança Operacional no *upstream*, tanto no contexto de campos *Onshore* e quanto *Offshore*. Os representantes da ANP participaram da Sessão de Abertura, da Sessão 3, na qual foram discutidos aspectos da minuta do novo SGSO, e da Seção 5 na qual foram discutidas as experiências do processo de cessão de direitos e transição de sistema de gestão de Segurança Operacional que decorre quando há mudança de operador.

Workshop de Segurança Operacional de Poços - WSOP

Entre os dias 20 e 21 de agosto, a SSO/ANP participou do WSOP na cidade de Macaé-RJ, que discutiu temas como Risco, Barreiras de Segurança, Fatores Humanos e Inovação. Neste evento, o Superintendente Luiz Bispo participou de mesa redonda sobre os Desafios da Implementação da Regulação de Segurança Operacional no dia a dia das Operadoras.



OWI Latam

Entre os dias 27 e 28 de setembro, a SSO/ANP participou do evento OFFSHORE WELL INTERVENTION CONFERENCE LATIN AMERICA, que reuniu operadores, prestadores de serviço e desenvolvedores de tecnologia relacionados a intervenções em poços. A ANP apresentou o painel “Regulação de Segurança de E&P Brasileiro: Impactos na Intervenção de Poços Offshore” que discorreu sobre a integração entre o sistema de gestão de segurança e o sistema de gestão em integridade do poço aplicado aos projetos *offshore*. Foram

discutidos também os impactos esperados dessa nova regulamentação. Houve o destaque o ciclo de vida do poço e a estratégia de descomissionamento, além do cronograma para atividades futuras.

European Safety & Reliability Conference (ESREL)

Entre os dias 3 e 7 de setembro, a SSO/ANP participou da ESREL, conferência anual organizada pela *European Safety and Reliability Association* (ESRA) e que no ano de 2023 ocorreu no Reino Unido e teve como tema "*The Future of Safety in a Re-Connected World*". Houve apresentação de dois trabalhos pela servidora Caroline Moraes com foco na influência dos fatores humanos na segurança e nas metodologias de confiabilidade humana aplicadas na indústria.

OTC Brasil

Entre os dias 24 e 26 de outubro, a SSO/ANP participou da OTC Brasil, evento voltado para a indústria *offshore* e que teve como tema "Tecnologias para Offshore Brasil Contribuindo para as Necessidades Energéticas Mundiais". A servidora Caroline Moraes apresentou um trabalho sobre a aplicação de metodologia de confiabilidade humana para redução de riscos à segurança operacional.

I Simpósio de Integridade de Dutos

No dia 14 de dezembro de 2023, a servidora Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira da SSO/ANP, participou do I Simpósio de Integridade de Dutos na cidade de Salvador, BA, que reuniu operadores do setor de E&P *onshore* a fim de debater boas práticas, casos de sucesso e inovações relacionadas a integridade de dutos. A servidora Erica Vanessa realizou apresentação do arcabouço regulatório de dutos, a gestão de segurança operacional de dutos e a visão para o novo SGSO para as instalações dutoviárias terrestres. As operadoras trouxeram estudos de casos relevantes, desafios para a integridade de dutos de escoamento de óleo e gás e inovações tecnológicas aplicáveis a dutos e instalações *onshore*.



Trabalhos Técnicos apresentados 2023

Human Reliability Analysis of a Pig Receiver Operation: A Case Study Using Petro-HRA ([artigo](#))

Natural Language Processing Tool for Identifying Influencing Factors in Human Reliability Analysis and Summarizing Accident Reports ([artigo](#))

Which human reliability analysis methods are most used in industrial practice? A preliminary systematic review ([artigo](#))

Brazilian pipeline failure database ([artigo](#))

AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

3.1 Aspectos gerais

3.2 Não conformidades críticas e medidas cautelares

3.2.1 Interdições de instalações *offshore*

3.3 Auditorias em sondas e poços

3.4 Auditorias para verificação de atendimento às recomendações de incidentes

3.5 Auditorias pré-operacionais

3.6 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 destaque aos 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.

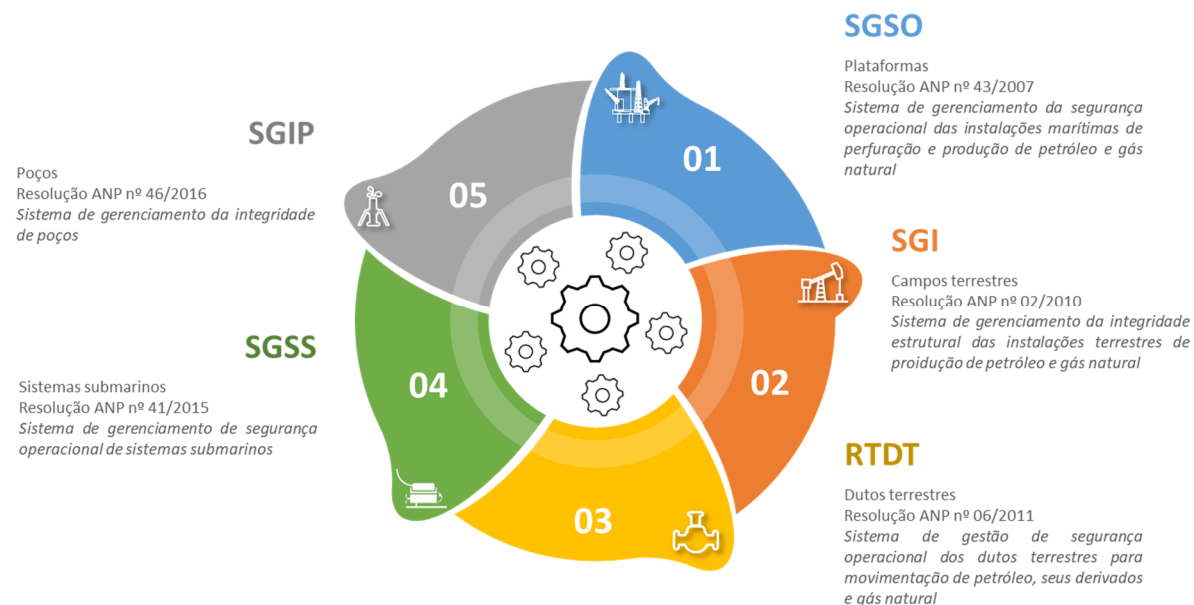


Figura 3.1 Regulamentos técnicos de segurança operacional.

No ano de 2023, foram instaurados 124 processos administrativos sancionatórios, sendo que 22 (18%) contêm infrações relacionadas ao não saneamento das não conformidades. **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.**

Resultados gerais de fiscalização

Em 2023, foram realizadas 39 ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P (Gráfico 3.1), em 34 instalações, 3 polos terrestres e 3 sistemas submarinos.

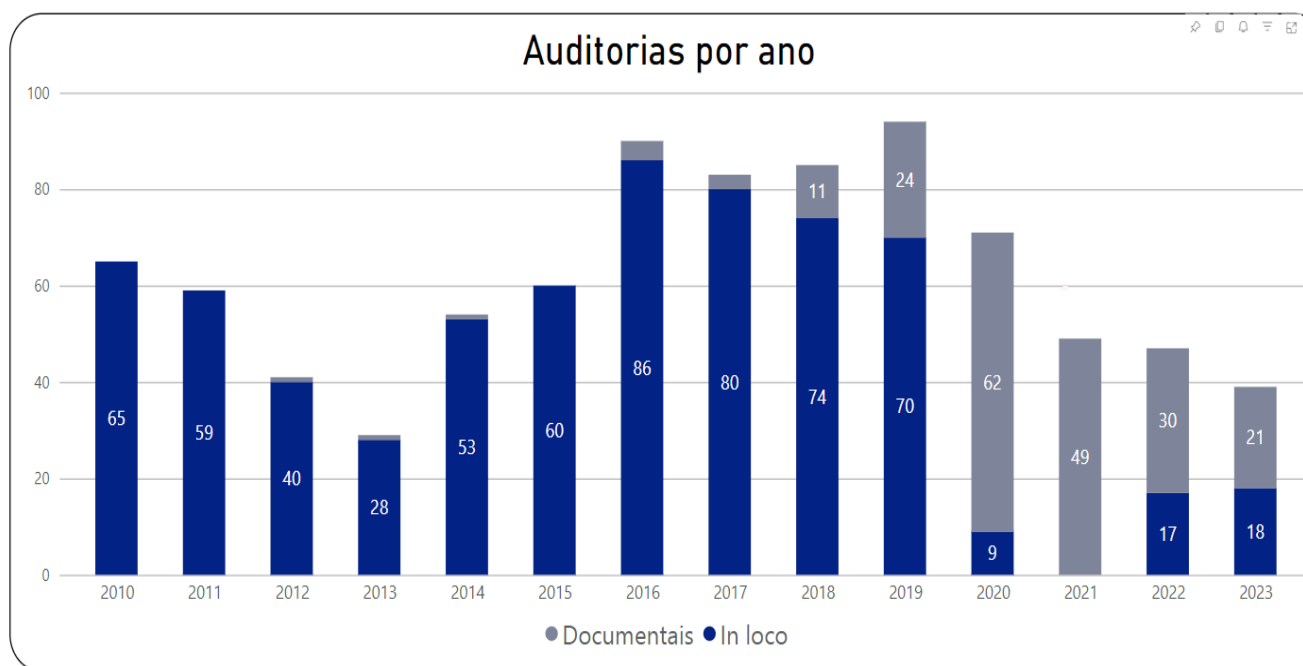


Gráfico 3.1. Ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P por ano.

No ano de 2023, o escopo das fiscalizações englobou três tipologias: (i) regulares; (ii) pré-operacionais; e (iii) *follow up*. Historicamente, as ações de fiscalização sempre ocorreram *in loco*, mas a partir da pandemia de 2020 a ANP lançou mão de auditorias remotas.

Uma vez que os operadores são instados a apresentar evidências das ações tomadas para saneamento de suas não conformidades lavradas pela ANP, as atividades de verificação documental de saneamento de não conformidades utilizam métodos de fiscalização documental, sem a criação de novas trilhas de auditoria ou verificações adicionais *in loco*.

A tabela abaixo apresenta o resumo das informações relacionadas às auditorias do ano de 2023, destacando as executadas em plataformas, sondas e campos terrestres. Ressalta-se que uma única ação de fiscalização ou auditoria pode englobar múltiplas instalações/ativos.

Tabela 3.1. Resumo de auditorias.

39 auditorias de segurança operacional em 2023

Auditorias offshore	Auditorias onshore
34	5

Auditorias em plataformas de produção marítimas

Em 2023 foram realizadas **23 auditorias** em plataformas de produção marítimas, englobando **12 instalações de produção fiscalizadas *in loco*** e **11 verificações documentais de saneamento de não conformidades**.

Distribuição por Operador do Contrato

Ano	Operador do Contrato	Nº de instalações auditadas (documentais)	Nº de instalações auditadas (in loco)
2023	PETROBRAS	12	8
2023	PERENCO	1	
2023	PRIO	1	
2023	TRIDENT	1	
2023	ENAUTA		1
2023	EQUINOR		3
Quantitativo total		15	12

Distribuição por Operador da Instalação

Ano	Operador da instalação	Nº de instalações auditadas (documentais)	Nº de instalações auditadas (in loco)
2023	PETROBRAS	6	4
2023	MODEC	4	3
2023	SBM	4	1
2023	BW OFFSHORE	1	
2023	PERENCO	1	
2023	TRIDENT	1	
2023	YINSON	1	1
2023	MISC		1
2023	OCYAN		2
Quantitativo total		15	12

Auditorias em sondas marítimas

Em 2021 foram realizadas **6 auditorias** em sondas marítimas,

englobando **6 instalações**.

Distribuição por Operador do Contrato

Ano	Operador do Contrato	Nº de instalações auditadas (documentais)	Nº de instalações auditadas (in loco)
2023	PETROBRAS	4	1
2023	PRIO		1
Quantitativo total		4	2

Distribuição por Operador da Instalação

Ano	Operador da instalação	Nº de instalações auditadas (documentais)	Nº de instalações auditadas (in loco)
2023	TRANSOCEAN	2	
2023	CONSTELLATION	1	
2023	SEADRILL	1	
2023	OCYAN		1
2023	VENTURA		1
Quantitativo total		4	2

Auditorias em campos terrestres

Em 2023 foram realizadas **5 auditorias** em campos terrestres, englobando **23 campos**.

Distribuição por Operador do Contrato e por Operador da Instalação

Ano	Operador da instalação	Nº de instalações auditadas (documentais)	Nº de instalações auditadas (in loco)
2023	PETRORECÔNCAVO	2	
2023	3R PETROLEUM		1
2023	CARMO ENERGY		1
2023	ORIGEM ENERGIA		1
Quantitativo total		2	3

OBS: Em 2023, as fiscalizações foram realizadas em instalações cujos Operadores de Contrato são os Operadores da Instalação.

3.2 Não conformidades críticas e medidas cautelares

No ano de 2023, a SSO/ANP emitiu 47 não conformidades críticas em auditorias de segurança operacional, sendo 36 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 19% (Gráfico 3.1).

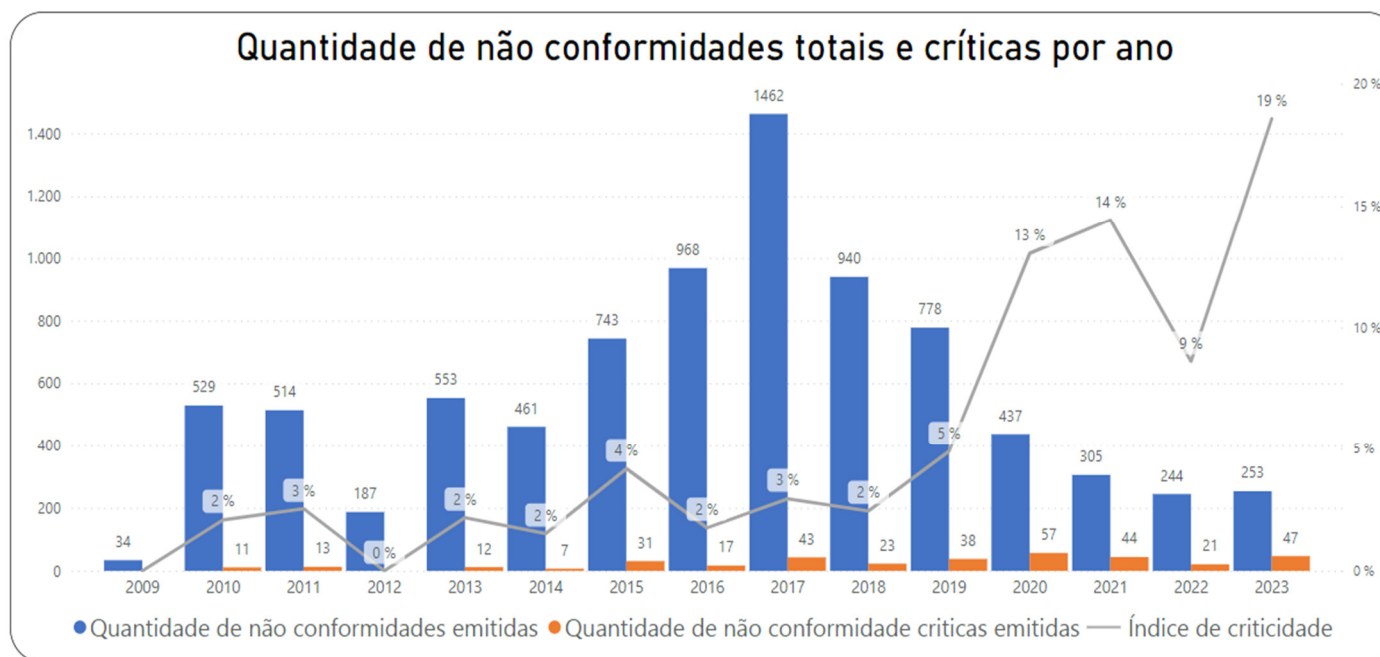


Gráfico 3.1. Não conformidades totais e críticas emitidas por ano.

A Tabela 3.2 apresenta as instalações que receberam não conformidades críticas e/ou medidas cautelares, identificando as que foram interditadas, em 2023. Ressalta-se que para uma mesma instalação pode ser identificada mais de uma não conformidade crítica durante a ação de fiscalização.

Pelos dados acima é perceptível que houve um aumento significativo no percentual das não conformidades críticas lavradas, demonstrando que o mercado possui como desafio ainda a eliminação das situações de Risco Grave e Iminente a bordo das instalações.


Outro ponto que merece destaque é que a ANP tem orientado suas auditorias cada vez mais com um foco na gestão dos elementos críticos de segurança operacional, visto que estes elementos são as barreiras de segurança identificadas nas análises de risco dos cenários com maior severidade e risco mais elevado.

No contexto das operações de campos *onshore*, em decorrência das constatações do ciclo de auditorias do ano de 2022 no Polo Bahia Terra e Carmópolis, a ANP constituiu um GT para monitoramento das ações implementadas para quitar os condicionantes da interdição impostos pelo Operador para os [Campo de Bahia Terra](#). Como resultado, o Operador foi capaz de demonstrar o afastamento da condição de risco grave e iminente constatada pela ANP, sendo a primeira unidade de cada polo desinterditada em um tempo médio de 3 meses depois de sua interdição.

Por fim, as lições aprendidas a partir da fiscalização de segurança operacional no segmento *onshore* foram consolidadas na [Nota Técnica nº 6/2023/SSO-CSO/SSO/ANP-RJ](#) aprovada por meio da Resolução de Diretoria ANP nº 630/2023. Este trabalho foi realizado com o objetivo de orientar e auxiliar os Operadores na implementação de seus sistemas de gestão de segurança como já requerido pelos regulamentos técnicos da SSO/ANP, sem trazer nenhuma nova obrigação aos operadores além do que já é requerido pela regulação vigente.

Nesta senda, para cada prática de gestão do SGSO e para cada item do SGI foi colocada a expectativa da ANP quanto à aplicação dos regulamentos, bem como foram colocadas recomendações para garantir o cumprimento dos requisitos já impostos pelos regulamentos técnicos.

Tabela 3.2. Não conformidades críticas e medidas cautelares por interdição em 2023.

 Você sabia?					
Uma não conformidade crítica pode ocasionar:					
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 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. 					
Unidade	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Tipo de interdição	Interdição	Desinterdição
Petrobras 31	Petrobras	Petrobras	Total	10/07/2023	-
Petrobras 48	Petrobras	Modec	NC Crítica lavrada com manutenção das operações		
FPSO Cidade de Santos	Petrobras	Modec	Total	01/09/2023	03/01/2024
Petrobras 62	Petrobras	Petrobras	Parcial	01/12/2023	16/08/2024

Do total de desvios que geraram não conformidades críticas em 2023, a maioria destes (26%) foram relativos à prática de gestão 13 do SGSO (Integridade mecânica), demonstrando a dificuldade dos operadores em gerenciar a integridade de suas unidades. Ainda é importante ressaltar que desvios críticos relacionados à falha na garantia da integridade apontam para um cenário de iminência de risco de perda de contenção (vazamento) ou até mesmo um vazamento ativo identificado.

Os desvios relacionados à PG 10, projeto, foram responsáveis por 17% dos desvios críticos de 2023. Basicamente, esses desvios estão relacionados ao descumprimento de requisitos de segurança dispostos em alguma Diretriz ou Filosofia de Segurança do projeto da instalação. **O descumprimento do disposto nas Filosofias de Segurança quanto à disponibilidade de vagas reservas em baleeiras foi o caso que mais se repetiu neste item.**

Os desvios relacionados à PG 11 **(falha no contingenciamento e na identificação de elementos críticos)**, PG 12 **(falha na gestão dos riscos, seja por recomendações não implementadas ou por falta de avaliação sistemática dos riscos)** e PG 14 **(falha na disponibilização de recursos e em simulados de resposta a grandes emergências)** tiveram uma representatividade de 15% cada.

Ressalta-se que a Nota Técnica nº 4/2022/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ orienta a verificação de elementos críticos de segurança operacional.



Gráfico 3.2. Desvios em elementos críticos que geraram não conformidades críticas em 2023.

Primeiramente, é importante ressaltar que este Relatório Anual da ANP sempre considera para fins de não conformidades críticas a data de emissão do relatório de auditoria e não a data da ocorrência da auditoria em si. Portanto, assim como ocorreu nos relatórios anteriores, há não conformidades que foram emitidas em 2023, mas que são referentes a auditorias que ocorreram em 2022.

Dentre os desvios críticos sistêmicos emitidos pela ANP em 2023, destacam-se as falhas sistêmicas na garantia da integridade. 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, sistema de combate a incêndio e sistema de drenagem)**.

No que tange à contenção primária, os desvios relacionados à integridade de tubulações decorreram, principalmente, pela falha no monitoramento das Recomendações Técnicas de Inspeção, inclusive pela inexistência de monitoramento para RTIs vencidas. **Também foi observado que há um certo nível de utilização excessiva da inspeção visual como ferramenta para concessão de prazos para linhas com elevadas degradações.**

Neste ciclo de auditorias, ainda foram evidenciados desvios pela 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 alguns casos foi verificado que estes não possuíam a mesma resistência ao fogo que a tubulação original (ausência de PFP sobre o compósito).

Quanto à garantia da disponibilidade de vagas reservas em baleeiras (redundância), este tópico também foi motivo para interdições do POB de unidades. Esta falha crítica está diretamente relacionada à falta de atendimento de um requisito da Filosofia de Segurança de projeto e a uma falha na gestão da resposta a grandes emergências.

Quanto às recomendações de análises de risco, foram evidenciados desvios críticos quanto a ausência de implementação destas recomendações, especialmente ligadas ao estudo de alocação de detectores de F&G.

A falha no gerenciamento dos riscos de mudanças também foi alvo de desvio crítico, inclusive havendo caso de ausência de processo de gestão de mudança para gerir e avaliar os riscos. Considerando o histórico de acidentes na indústria de processo, na qual diversos acidentes possuíam como causa raiz a falha na gestão das mudanças, os operadores devem implementar esforços para que o processo de gerenciamento de mudanças seja robusto e confiável.



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.

A SSO/ANP destaca as orientações do [Guia de Boas Práticas de Auditorias Internas de SGSO](#), mas evidencia que o tratamento dispensado aos desvios e não conformidades encontradas no processo não têm considerado um processo de tomada de decisão baseado em riscos e incertezas.



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 de tubulações, equipamentos e estruturas, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.

3.2.1 Interdições de instalações *offshore*

Neste ciclo de auditorias de 2023, os desvios que, historicamente, tem ensejado interdições de unidades *offshore* continuaram a se repetir.

FPSO PETROBRAS 31 (P-31)

O Auto de Interdição (SEI 3214866 e SEI 3235821) está contido no processo administrativo 48610.222968/2023-38.

Durante a ação de fiscalização na instalação P-31 foram detectados diversos desvios críticos, associados a situações de risco grave e iminente para pessoas e meio ambiente, o que ensejou a interdição da unidade no dia 10/07/2023, medida que permanece até o momento da publicação deste relatório. Ao todo foram identificados 11 desvios críticos, que podem ser resumidos a seguir:

- Falta de contingência adequada para a degradação do sistema de ancoragem (que operava em condição além da estabelecida em projeto);
- Degradação severa em tubulações (furos, degradação acentuada, falta de monitoramento das condições, reparos sem certificação e sem proteção passiva contra incêndio - PPCI);
- Degradação do sistema de drenagem aberta do turret (subdimensionamento) com transbordamento;
- Degradação do sistema de drenagem aberta de Separação de Petróleo, com transbordamento;
- Falta de Proteção Passiva Contra Incêndio (PPCI), por ausência de implementação de recomendações do estudo de risco datado do ano de 2017;
- Falha sistêmica na análise dos Riscos de Incêndio no turret;
- Falta de análise dos riscos de explosão para alguns módulos;
- Ausência de gestão de mudança para paiol de inflamáveis;
- Drenagem insegura de condensado por operadores, sem medidas de controle;
- Vagas Insuficientes em baleeiras, em desacordo com a Filosofia de Segurança e sem gestão de risco; e
- Falta de Plano de Resposta a Emergência específico e adequado.

Dentre os desvios encontrados, destacam-se os relacionados à PG 11 - Elementos críticos de segurança operacional – o sistema de ancoragem da plataforma que mantém o posicionamento da instalação e limitam sua movimentação - estava degradado e sem contingência adequada. 7 (sete) de um total de 8 (oito) amarras estavam operando além da vida útil, assim como possuíam atividades de testes e inspeções em atraso.

Durante a ação de fiscalização, 2 (duas) dessas amarras se romperam, o que levou a uma condição de posicionamento e estabilidade inseguros, havendo a unidade extrapolando o passeio associado à condição de onda centenária e permanecendo nesta condição inaceitável por mais de 24h, sem que as ações tomadas com barcos de apoio fossem suficientes para reduzir o passeio a níveis seguros. Inclusive, mesmo diante da extrapolação da condição limite de projeto, a unidade permaneceu conectada a gasoduto de dezenas de quilômetros de extensão e a poços produtores surgentes (apenas fechados na SDV de chegada da plataforma, com risco iminente de rompimento dessas linhas), necessitando intervenção da ANP para que o gasoduto fosse fechado na SSIV e os risers despressurizados.

Dentre os desvios encontrados, destacam-se os relacionados à PG 12 – Identificação e análise de riscos - com a **ausência de implementação das recomendações do estudo de incêndio para várias estruturas de vasos e módulos**, quanto à aplicação de PPCI.

Ademais, foi verificado **que o estudo de explosão não avaliou (nem simulou os efeitos físicos) das explosões em diversos módulos da unidade, portanto, havendo riscos desconhecidos e não tratados**. Ainda quanto à execução das análises de risco, o estudo de colapso estrutural do turret), também denominado de análise elastoplástica, possuía falhas metodológicas significantes que invalidavam os resultados obtidos (falha na avaliação dos impedimentos e no critério de colapso adotado).

Acerca da PG 10 – projeto - foi evidenciado que **o sistema de drenagem aberta do turret estava subdimensionado**, por meio de teste do sistema de dilúvio realizado ao longo da auditoria. Ressalta-se que havia uma gestão de mudança para adequação do sistema desde o ano de 2016 que permanece aberta, sem resolução definitiva do subdimensionamento do sistema crítico.

Quanto à integridade mecânica, PG 13, foi verificado elevada degradação das tubulações da unidade, inclusive havendo cerca de 40 reparos temporários contingenciais (sem aderência às melhores práticas de engenharia).

Outro desvio identificado foi a **operação com o POB constantemente acima da capacidade de projeto sem disponibilização adequada de vagas reservas em baleeiras** (embarcação salva-vidas rígida e a prova de fogo). Tal situação operacional contraria, inclusive, a filosofia de segurança da própria instalação.

FPSO Cidade de Santos

O Auto de Interdição (SEI 3362936) está contido no processo administrativo 48610.228687/2023-99.

Durante a ação de fiscalização foram detectados diversos desvios críticos, associados a situações de risco grave e iminente para pessoas e meio ambiente, ensejando a interdição da unidade no dia 05/09/2023 e foi desinterditada 03/01/2024. Foram identificados os desvios críticos a seguir:

- Ausência de sistema de detecção de chama no *main deck*;
- Tanques de químicos (combustíveis e inflamáveis) com sistema de alívio inadequado;
- Degradações que comprometem a confiabilidade e contenção primária dos fluidos de tubulações;

- Falta de Contingência para Indisponibilidade do Gerador de Emergência;
- Degradação de IPLs dos KO Drum (alta e baixa pressão), comprometendo o atendimento do SIL requerido;
- Baixa confiabilidade do Sistema de Combate a Incêndio;
- Ausência de Sistema de Dilúvio no Módulo 4S.

Dentre os desvios encontrados, destaca-se o relacionado à PG 12 – análise dos riscos -, visto que foi evidenciado que o estudo de detecção de chama não tinha as recomendações de alocações dos 43 detectores de chama implementadas, mesmo após quase 3 anos de conclusão do estudo. Ressalta-se que esta situação de RGI já foi identificada em diversas outras instalações no Brasil.

Em relação à gestão de incidentes, PG 9, quanto às recomendações da ANP para o acidente da P-20, emitidas em 2018 - com prazo para implementação para o mesmo ano - foram evidenciadas recomendações não implementadas. Inclusive a falta de implementação da recomendação de verificação e adequação dos dispositivos de alívio (vent) dos tanques de químicos deixou a unidade em uma condição de operação de risco grave e iminente (RGI). Este tem sido outro item recorrente de instalações de unidades no *offshore* brasileiro.

Acerca da gestão de elementos críticos de segurança operacional, PG 11, foi verificado que o processo de contingência do Operador não foi adequadamente implementado. Ao longo da auditoria foi verificado que não havia contingência para falha crítica do gerador de emergência da unidade (vazamento crítico no radiador). Desde 2022 o problema estava mapeado pelo sistema de gestão, mas não foi feita uma gestão adequada da degradação do elemento crítico de segurança operacional.

Quanto à integridade, PG 13, foram evidenciados reparos não certificados em tubulações, bem como ausência de PPCI sobre reparos do tipo compósito (cerca de 400 reparos sem a PPCI). Outro ponto de destaque foi a degradação relevante do sistema de combate a incêndio, levando a uma condição de baixa confiabilidade do sistema, por conta de recorrentes vazamentos de fluido hidráulico com consequente indisponibilidade das bombas.

FPSO Petrobras 62 (P-62)

O Auto de Interdição (SEI 3598063) está contido no processo administrativo 48610.237342/2023-26.

Durante a ação de fiscalização foi verificada falha crítica na gestão das respostas a emergências. Foi evidenciado que as 2 (duas) baleeiras retiradas da P-62 ainda não foram recolocadas e que a unidade seguiu as operações normais de produção. Assim, a gestão do abandono e escape da unidade estava sendo feito pela *gangway* da UMS acoplada à P-62.

Contabilizando-se os trabalhadores da UMS, ao longo do turno diurno o POB da P-62 estava em torno de 500 pessoas, havendo apenas 2 (duas) baleeiras remanescentes com capacidade individual de 80 lugares (totalizando 160 vagas em baleeiras).

Em resumo, foram identificados os seguintes desvios críticos na gestão dos riscos, levando a uma condição que inviabilizou a operação de produção da unidade com POB acima de 80 (oitenta) pessoas:

- Falta de previsão na GM para revisar o estudo de Escape, Evacuação, Resgate e Abandono (EERA) e do PRE da unidade, levando a falta de definição de estratégias específicas de resposta a emergência para a nova condição de operação;
- Falta de previsão na GM para realização de simulados de resposta a emergência, a partir da nova condição de operação;
- Falta de uma análise de risco que considere os períodos de indisponibilidade de gangway por conta das desconexões (rotineiras e de emergência) e seu impacto na segurança das operações;
- Falta de análise técnica acerca da habitabilidade do MTA pelos integrantes da UMS (acomodação temporária), em caso de desconexão e indisponibilidade da gangway;
- O documento "Protocolo de Comunicação e Emergência, da Operação Conjunta entre a UMGR x P-62" não possui data de emissão, controle de revisão e nem assinaturas;
- Falta de evidências de que as Recomendações do "Protocolo de Comunicação e Emergência, da Operação Conjunta entre a UMGR x P-62" estão integralmente implementadas e que as premissas estão atendidas; e
- Falta de garantia do cumprimento das rotinas de manutenção e inspeção das baleeiras remanescentes.

3.3 Auditorias em sondas e poços

Em 2023, quanto à operação das sondas e poços, ainda houve diversos achados relacionados à ausência de monitoramento de poços em situação de abandono temporário, bem como CSBs degradados.

Especialmente em relação aos CSBs, 40% dos comunicados de incidentes onshore em 2023 são relativos a falhas de elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) dos poços.

Deste modo, os Operadores devem implementar esforços adequados para 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 #2023.3: Monitoramento e adequado gerenciamento de integridade de poços em operação ou abandono temporário, e provisionamento de recursos para abandono permanente e arrasamento de poços para os quais não haja interesse no retorno à operação.

3.4 Auditorias para verificação de atendimento às recomendações de incidentes

Estas auditorias permitem avaliar o desempenho da Operadora nos processos de implementação das lições aprendidas de incidentes, a partir de um acidente relevante da indústria. 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 a 2022 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 2.3.3).



Desafio #2023.4: 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 pré-operacionais

As auditorias pré-operacionais foram estabelecidas para, 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 fora das coordenadas do estudo, entre outros fatores.

Durante o ano de 2023, a SSO realizou 5 ações de fiscalização de verificação do Gerenciamento de Segurança Operacional em fase pré-operacional nas seguintes unidades marítimas de produção: FPSO Anita Garibaldi, FPSO Sepetiba, FPSO Bacalhau, FPSO Atlanta e FPSO Duque de Caxias.

Tradicionalmente, essas auditorias ocorrem cerca de 60 dias antes da saída da plataforma do estaleiro, de modo a conciliar o acompanhamento das ações das auditorias internas realizadas pelo agente regulado, bem como da etapa de comissionamento, particularmente os testes de performance dos sistemas e subsistemas críticos.

A auditoria realizada no FPSO Bacalhau foi uma exceção a essa regra. A SSO avaliou que, a título de projeto piloto para aprimoramento da metodologia de fiscalização e devido a todas as inovações e particularidades trazidas pelo projeto de Bacalhau, seria oportuno realizar o acompanhamento em duas etapas: a



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.

primeira realiza em 2023; e a segunda a ser realizada em agosto de 2024. A metodologia visava priorizar o acompanhamento das ações dispensadas na gestão de riscos e do projeto em si.

Quanto aos principais pontos técnicos discutidos nestas auditorias, nota-se como um dos principais desafios para os novos projetos, lidar com as elevadas pressões de produção e de compressão e volumes de gás. Com isso, as novas unidades de produção precisam adequar-se de modo a gerenciar os riscos decorrentes das condições operacionais impostas – especialmente cenários de explosão e incêndio em jato.

Esses cenários requerem, tipicamente, reforços estruturais e aplicação de proteção passiva contra incêndio para garantir a integridade estrutural das regiões acometidas pelas cargas acidentais dimensionantes.

O que se nota é que progressivamente se requer maior refinamento dos estudos de modo a reduzir sua incerteza, e consequentemente é possível admitir que essas condições mais desafiadoras sejam ainda aceitáveis do ponto de vista da prudente gestão de riscos.

Nesta esteira, um ponto extensamente discutido relaciona-se ao grau de completação do modelo tridimensional utilizado como base para os estudos de incêndio e explosão. A SSO em consulta com a indústria entendeu que, dadas as incertezas e a prática utilizada como praxe no mercado, momentaneamente admite-se que, no mínimo, os estudos observem 60% de taxa de completação. Estudos realizados com modelo tridimensional inferior a 60% não serão admitidos, a exemplo dos realizados a 30% de completação.

Até o momento, entende-se que a 60% de completação do modelo tridimensional, as incertezas são satisfatoriamente mitigadas e os resultados produzidos possuem confiabilidade razoável. Havendo evidência substancial e irrefutável de que a confiança dos resultados em modelo com grau de refinamento inferior conduza a resultados aceitáveis, serão oportunamente considerados pela SSO futuramente.

Outro aspecto bastante sensível e amplamente discutido, refere-se ao gerenciamento da integridade estrutural submetidas a cargas de incêndio. No passado, unidades mais simples adotavam metodologia simples para aplicação de proteção passiva contra incêndio. Essencialmente, se eram estimadas temperaturas superiores a 400-450°C em trecho de tubulação ou estrutural, aplicava-se a salvaguarda.

Assim, o gerenciamento da otimização da quantidade de proteção passiva aplicada passou a ser objeto de avaliação detalhada deste órgão regulador.

O principal ponto de preocupação verificado relaciona-se com a admissão de perda estrutural e de deformações excessivas que possam levar a um escalonamento do cenário acidental. Portanto, como alguns Operadores têm optado por um maior refinamento de seus estudos – implicando em uma estratégia menos conservadora – é mandatório que haja um detalhamento adequado dos cenários e uma robustez que dê coerência e segurança técnica para a gestão dos riscos.

Durante o ano de 2023, 4 unidades tiveram o início de suas operações autorizado: FPSO Anita Garibaldi, FPSO Sepetiba, FSO Pargo e FPSO Almirante Barroso. Ao longo do processo foram acompanhadas 192 condicionantes. **Dentre os processos avaliados, observou-se que por 88 vezes houve necessidade de reanálise de um condicionante, resultando em taxa de aprovação de aproximadamente 46%, conduzindo a retrabalho da equipe da SSO.**

Sendo assim, o agente regulado deve buscar harmonizar suas respostas a outras já aprovadas em processos anteriores. Esse processo possui um fardo regulatório significativo para a SSO e demanda intenso acompanhamento pela equipe, configurando-se como um desafio para a equipe e para o mercado sua otimização.

3.6 Fatores Humanos

Fatores Humanos podem ser definidos como todos os fatores organizacionais, ambientais, tecnológicos, e individuais que influenciam o comportamento no trabalho de uma forma que pode afetar a saúde e a segurança. Ainda, fatores humanos é sinônimo de ergonomia, de acordo com a Associação Brasileira de Ergonomia (ABERGO).

No [relatório anual de 2022](#) foi apresentado um diagnóstico dos agentes regulados acerca deste tema com base nos dados coletados durante as auditorias de segurança operacional. O resultado deste diagnóstico apontou para uma falta de conhecimento dos agentes regulados acerca das melhores práticas mundiais de fatores humanos. Por isso, em 2023, foi publicado o documento Nota Técnica nº 10/2023/SSO-CSO/SSO/ANP-RJ [Disseminação de melhores práticas da indústria em Fatores Humanos](#). Ele contém referências a guias e normas já utilizadas mundialmente nos projetos de instalações de exploração e produção de óleo e gás, que determinam especificações técnicas para atender à capacidade física e cognitiva dos trabalhadores que as operam. Com esta publicação, espera-se também comunicar ao mercado qual é o escopo regulado pela ANP: onde ergonomia faz interface com a segurança de processo.

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 e os julgamentos relevantes de 2023.

4.1 Processos sancionadores

Desde 2019, a SSO/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. O número de processos instaurados no ano de 2023 atingiu o maior número da série histórica, somando o total de 124 processos sancionadores. Em 2023, foram julgados 69 desses processos (Gráfico 4.1).

Tramitação de processos sancionadores

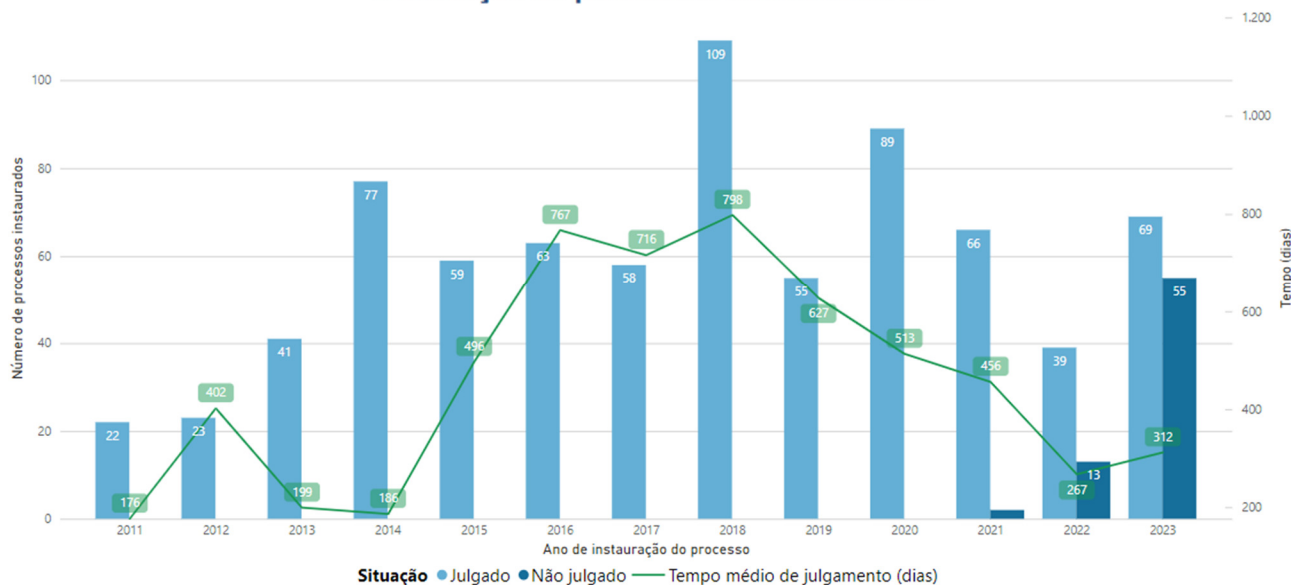


Gráfico 4.1. Processos tramitados em 1ª instância, de 2010 a 2023.

O número de processos instaurados e o tempo médio de julgamento contado entre a lavratura do auto de infração e a conclusão final do processo sancionador em 1ª instância são apresentados no Gráfico 4.2. O gráfico indica o tempo médio de julgamento a partir do ano de instauração.

Processos sancionadores

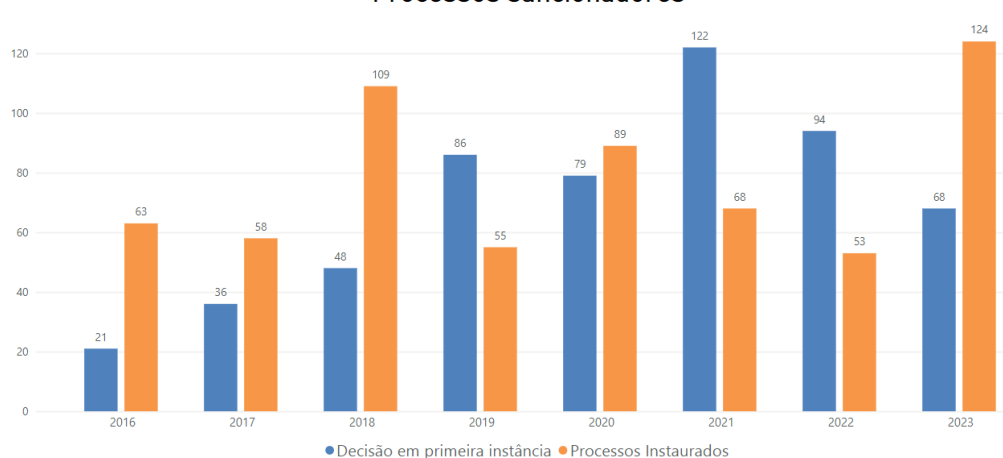


Gráfico 4.2. Tempo médio em dias entre a lavratura do auto de infração e a conclusão do processo sancionador em 1ª instância, de 2018 a 2023.

No contexto de uma regulação responsiva¹, 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 atuado quando a não conformidade não for sanada, ressalvados os casos em que se evidencie a condição de Risco Grave e Iminente – para os quais atua-se diretamente.

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.

¹ 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>

4.2 Julgamentos e dosimetria da pena de multa

Os processos sancionadores foram julgados, em sua maioria, com base na Nota Técnica nº 10/2022/SSM/ANP-RJ e na Orientação de Julgamento nº 1/2022/SSM/ANP, publicadas em 2022. A avaliação dos julgados indica a aceitação da metodologia proposta, haja vista que os agentes regulados não apresentaram impugnações quanto aos critérios e parâmetros estabelecidos.



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.

4.3 Multas

A aplicação de multas em 2023 totalizou o valor de R\$ 134.272.747,50. Já as multas recolhidas, por sua vez, somam um valor equivalente a R\$ 113.914.210,80 que corresponde ao segundo maior valor histórico (Gráfico 4.3). Observa-se que em 2022 foi atingido patamar de multas aplicadas muito superior ao dos anos anteriores.



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.

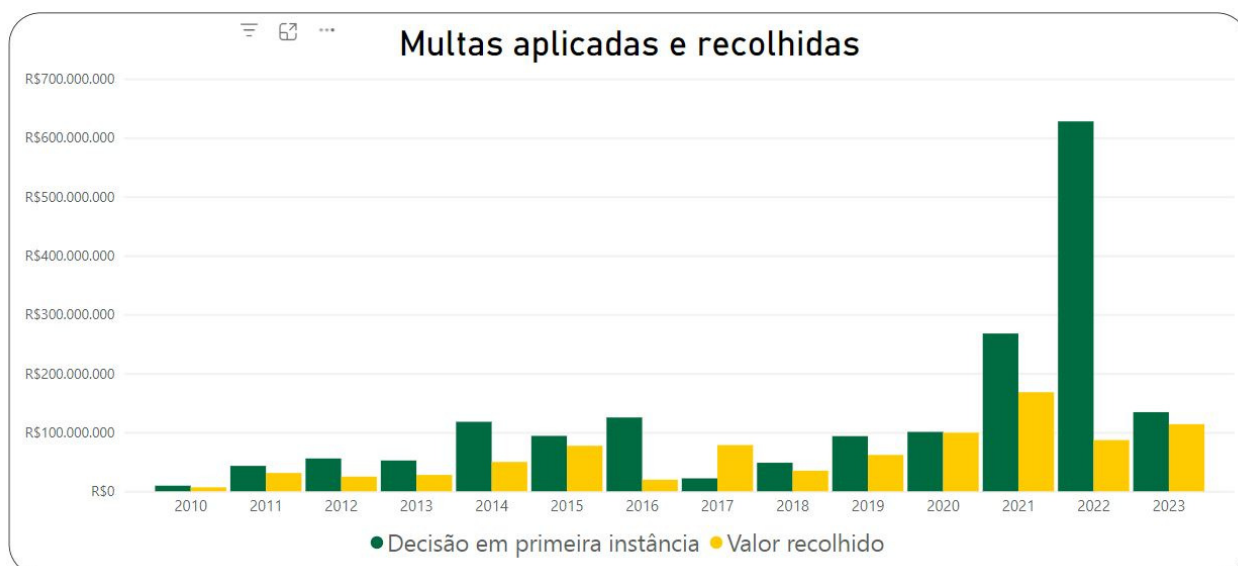


Gráfico 4.3. Valores de multas aplicadas e recolhidas anualmente pela SSO, de 2010 a 2023.

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



4.4 Julgamentos relevantes

Agravamento pelo alto volume de produção

O trabalho executado na SSO abrange a fiscalização de atividades desenvolvidas em campos com características muito distintas, desde campos com acumulações marginais em terra até instalações localizadas no campo de Tupi, com média diária de produção superior a um 1 (um) milhão de barris de óleo equivalente por dia registrada em 2023. A operação de instalações envolvendo grande volume de produção demanda maior nível de atendimento aos requisitos de segurança, uma vez que acidentes ocorridos nesses ambientes têm potencial de escalonamento de danos, especialmente em caso de vazamentos de óleo e gás.

Merece destaque o julgamento de auto de infração referente à unidade Petrobras 53 (P-53), localizada no campo de Marlim Leste, no âmbito do Processo Administrativo 48610.225139/2022-26. Nesse Processo, a multa aplicada foi majorada em 25% (vinte e cinco por cento), referente à incidência do agravamento em função da característica do ativo, que tem, como característica, o alto volume de produção. Foi constatado, na fase de julgamento, a arrecadação de Participação Especial (PE) nos 4 (quatro) trimestres apurados no ano de 2022, do que se depreende, pela própria definição do art. 50 da Lei nº 9.748/1997, o grande volume de produção envolvido.

Também em 2023, foram realizados julgamentos de infrações em unidades produtoras localizadas nos campos de Tupi, Búzios e Sapinhoá, que estão entre os 10 (dez) maiores campos produtores de óleo e gás no país, com volumes diários de produção que variaram entre 200 (duzentos) mil e 1 (um) milhão de barris de óleo equivalente por dia. A produção desses campos equivale a quase metade da produção nacional, o que evidencia o grande volume envolvido nesses campos.

Dessa forma, a fim de dar a resposta adequada a esses casos, e, como parte do amadurecimento da dosimetria de penalidades, a SSO/ANP passou a aplicar **agravamento em função da característica do ativo**

devido ao alto volume da produção, conforme a dosimetria de penalidades adotada na Orientação de Julgamento nº 1/2022/SSM/ANP.

Polo Bahia Terra

Em dezembro de 2022, a equipe de fiscalização da SSO/ANP realizou a interdição de instalações em 28 campos terrestres que compõem o denominado Polo Bahia Terra, operado pela Petrobras. Esse trabalho resultou na interdição de 38 (trinta e oito) instalações e na lavratura de autos de infração por ter sido constatada a condição de Risco Grave e Iminente nesses campos, culminando na instauração de 23 (vinte e três) processos sancionadores para apuração de irregularidades. Do total de processos, até o mês de dezembro de 2023, haviam sido julgados 17 (dezessete) processos, enquanto os 6 (seis) processos restantes foram julgados entre janeiro e fevereiro de 2024.

O julgamento dos autos de infração referentes às não conformidades constatadas na auditoria realizada nos campos do Polo Bahia Terra demonstra a importância da atividade como um fechamento para o trabalho iniciado ainda no planejamento da auditoria, passando pela sua execução propriamente dita, e culminando na aplicação da penalidade cabível, reforçando o caráter pedagógico-punitivo da pena e fortalecendo a natureza da regulação responsiva adotada pela SSO/ANP, consignada na Resolução ANP nº 851/2021.

SEÇÃO 5

INCIDENTES OPERACIONAIS

5.1 Aspectos Gerais

5.2 Incidentes nas atividades marítimas

5.3 Incidentes nas atividades terrestres

5.4 Supervisão Regulatória dos Comunicados de Incidentes

5.5 Publicação de relatório de investigação de incidente: fatalidade devido a descarga de supressão por co2 na plataforma p-19

5.6 Recomendações de 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 2023.

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 alguns incidentes relevantes.

5.1 Aspectos gerais

Conforme explicado no item 2.1, segundo a resolução 882/2022, em conjunto com o Manual de Comunicação de Incidentes, alguns incidentes ocorridos nas atividades de exploração e produção devem ser comunicados à SSO/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.

No ano de 2023 a ANP desenvolveu diversas iniciativas a fim de melhor estruturar sua base de dados, dentre elas um painel BI capaz de depurar informações divergentes de comunicados de incidentes. A partir disso os Operadores foram notificados a sanar as incoerências, inclusive de anos anteriores.

Assim sendo, alguns dados de anos anteriores sofreram alterações, estas alterações foram provenientes de:

- i) Depuração de dados cadastrados no SISO, a partir de desvios identificados pelos painéis BI criados em 2023;
- ii) Compatibilização das premissas ANP com premissas utilizadas pelo *benchmark* (IRF – *International Regulators Forum*); e
- iii) Atualizações proativas dos Operadores a partir de valores mais precisos identificados durante a elaboração do relatório de investigação do incidente.



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.

O Artigo 4º da Resolução ANP nº 882/2022 refere-se ao [Manual de Comunicação de Incidentes](#), que contém o detalhamento dos conceitos e procedimentos a serem adotados pelos operadores para cumprimento do regulamento.

5.2 Incidentes nas atividades marítimas

Em 2023, foram recebidos 2409 comunicados de incidentes, sendo 1854 ocorridos em instalações *offshore*. A Figura abaixo apresenta as principais informações do ambiente offshore, destacando as tipologias de acidentes mais comunicados no ano. Plataformas de produção e poços marítimos comunicaram 1459 incidentes, correspondendo a cerca de 79% 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.

1854 incidentes offshore em 2023

Plataformas de produção

1189 comunicados

Acidentes mais comunicados

Ferimento com afastamento por mais de 3 (três) dias	51
Descarga menor de óleo	48
Descarte fora de especificação de água produzida	42
Ferimento grave	37
Queda no mar de equipamento ou material	27

Poços

270 comunicados

Acidentes mais comunicados

Descarga menor de substância nociva ou perigosa	21
Descarga menor de fluido de perfuração, completação ou intervenção em poços	15
Descarga significativa de fluido de perfuração, completação ou intervenção em poços	11
Falha da barreira primária na perfuração ou intervenção em poços (kick)	8
Descarga significativa de substância nociva ou perigosa	6

Os dados referentes às instalações marítimas que executam atividades de E&P são exibidos na forma de taxas. 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 2013 a 2023¹.

O Gráfico 5.1. expõe o índice de fatalidades (FAR – *Fatal Accident Rate*) das atividades marítimas de E&P no Brasil entre 2013 e 2023.

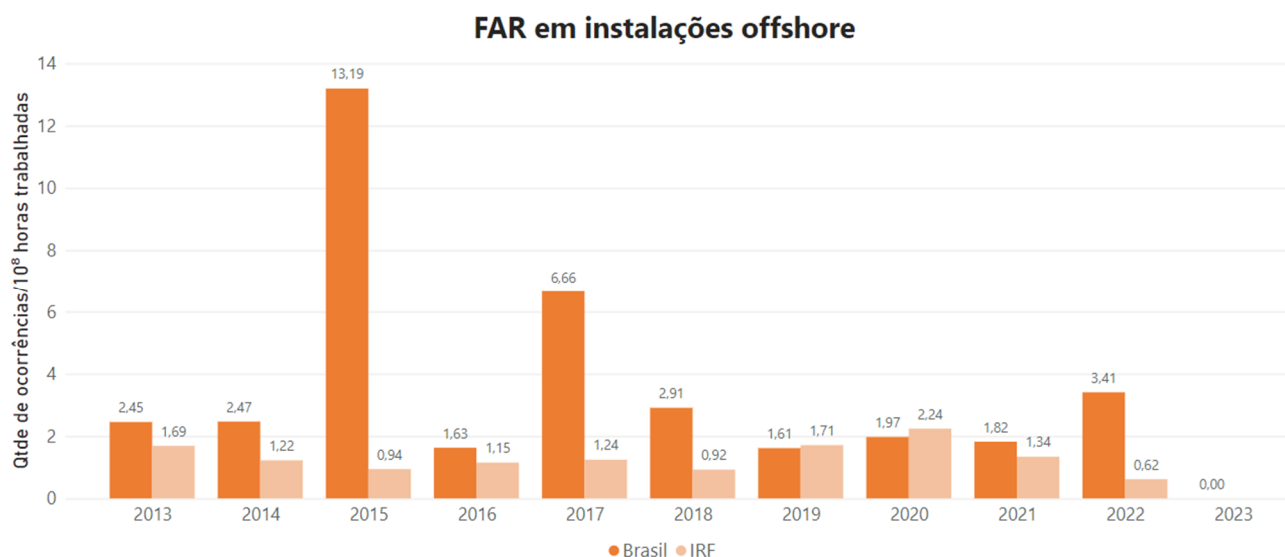


Gráfico 5.1. FAR em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2023.

¹ Os dados dos países de referência relativos a 2023 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

Em 2023, não foi registrada fatalidade em atividade operacional *offshore*. Contudo, foram observadas variações nas taxas dos anos anteriores devido a correções das premissas adotadas. Nos relatórios dos anos anteriores não foram contabilizadas as fatalidades por queda de helicóptero próximo a instalações *offshore* e fatalidades em embarcações de apoio durante atividade relacionada à instalação *offshore*, conforme requerido nas premissas do *benchmark* (IRF).

Após análise foram identificadas 9 (nove) fatalidades relacionadas a embarcações de apoio no período de 2013 a 2023. Entretanto, 5 (cinco) delas não possuíam qualquer relação com as instalações *offshore* definidas nas premissas do IRF, assim sendo, estas cinco fatalidades não foram contabilizadas.

Além disto foi incluída a fatalidade proveniente de um acidente envolvendo a queda de helicóptero próximo a plataforma de Manati, ocorrido em 2022.

O Gráfico 5.2 apresenta a taxa de ferimentos graves, referente à quantidade de colaboradores feridos gravemente por cada milhão de horas trabalhadas em instalações *offshore*.

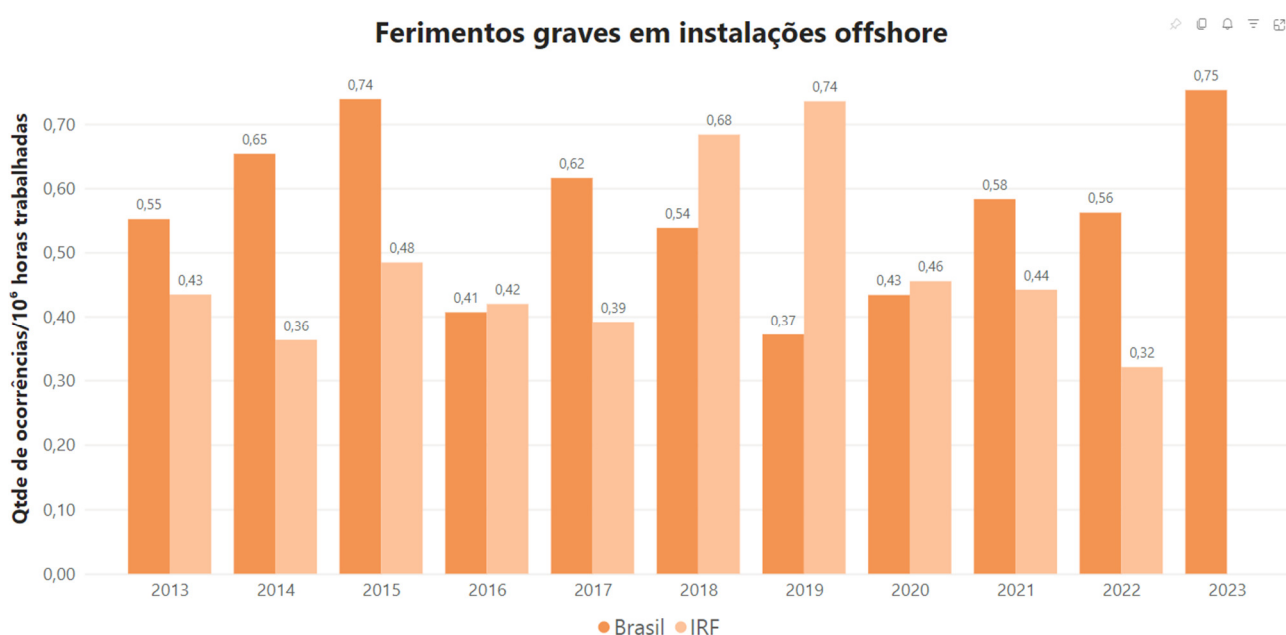


Gráfico 5.2. Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2023.

Devido a correções das premissas adotadas, conforme explicado no gráfico 5.1, foram observadas variações nas taxas dos anos anteriores.

Para os gráficos 5.3 e 5.4 a seguir, não foram contabilizados os incidentes ocorridos após o primeiro flange ou num raio de mais de 500 metros de distância da plataforma, seguindo as orientações estabelecidas pelo IRF. Em virtude destas alterações, percebe-se variações em relação aos valores divulgados em anos anteriores.

O Gráfico 5.3 ilustra as taxas de vazamento (anteriormente denominada como perda de contenção) significativa de gás inflamável nas instalações *offshore*. Em 2023, a taxa relativa a este incidente apresentou um aumento de 267% em relação ao ano de 2022.

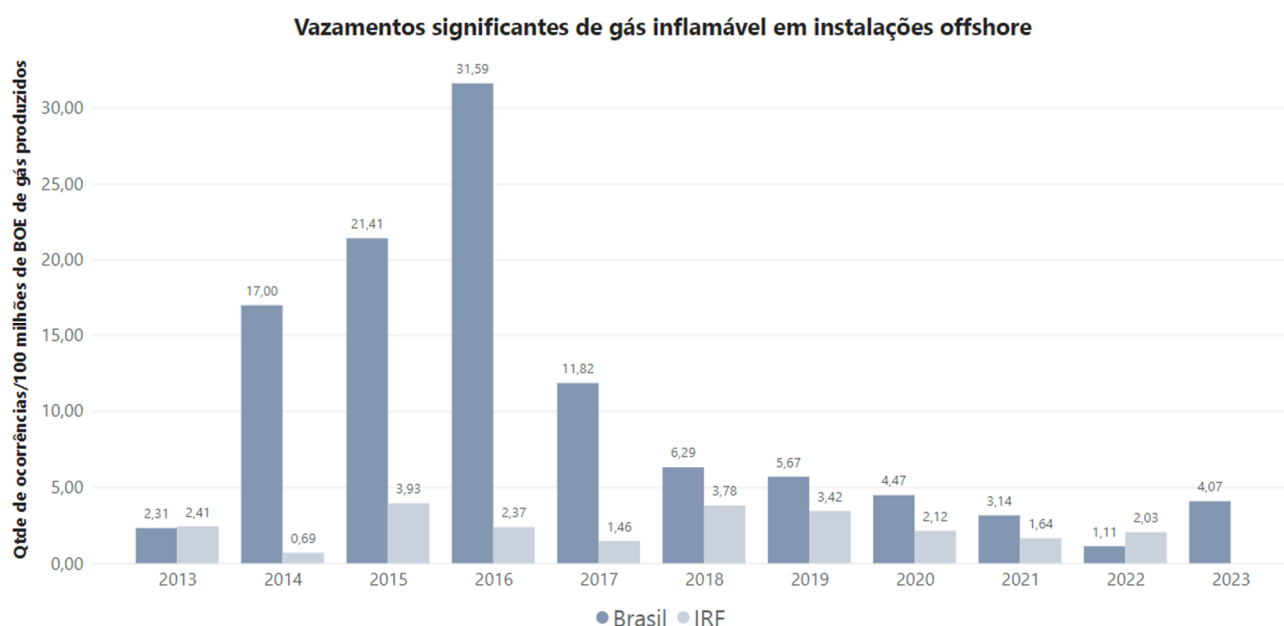


Gráfico 5.3. Taxas de vazamento significativo de gás inflamável em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2023.

O Gráfico 5.4 apresenta as taxas de vazamentos (anteriormente denominadas perdas de contenção) maiores de gás inflamável nas instalações *offshore*.

Em virtude das exclusões previstas pelo IRF, constata-se variações comparando-se com o gráfico apresentado nos anos anteriores, apresentando valores mais baixos, mas ainda assim muito acima deste do *benchmark* do IRF.

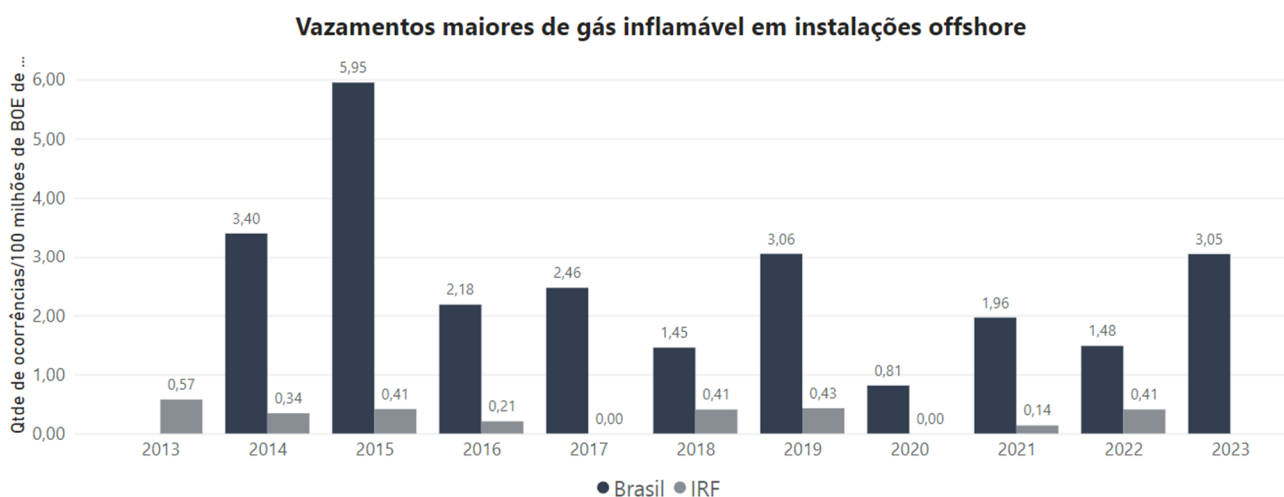


Gráfico 5.4. Taxas de vazamento maiores de gás inflamável em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2023.

O gráfico 5.5 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de E&P.

Abalroamentos significantes em instalações offshore

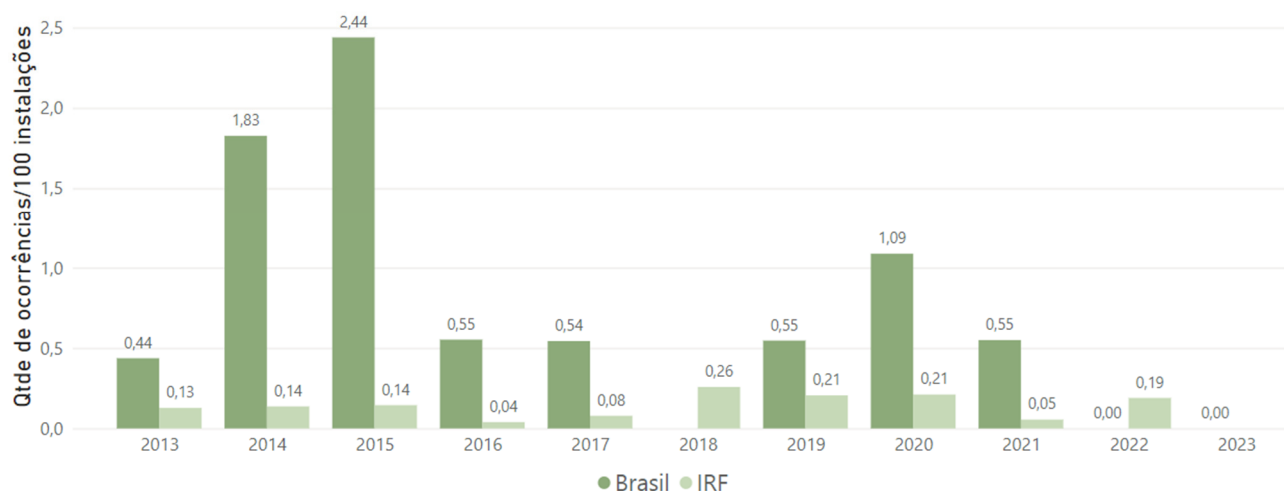


Gráfico 5.5. Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2023.

Em 2023 não ocorreram eventos deste tipo no Brasil, pelo segundo ano consecutivo. Contudo, a atualização dos dados, considerando os eventos envolvendo embarcações de apoio, seguindo orientação do IRF, resultaram em um pequeno aumento nos dados de anos anteriores.

O Gráfico 5.6 apresenta as taxas de princípios de incêndio em instalações de E&P *offshore*, para os quais não há valor de *benchmark* para comparação.

Princípios de incêndio em instalações offshore

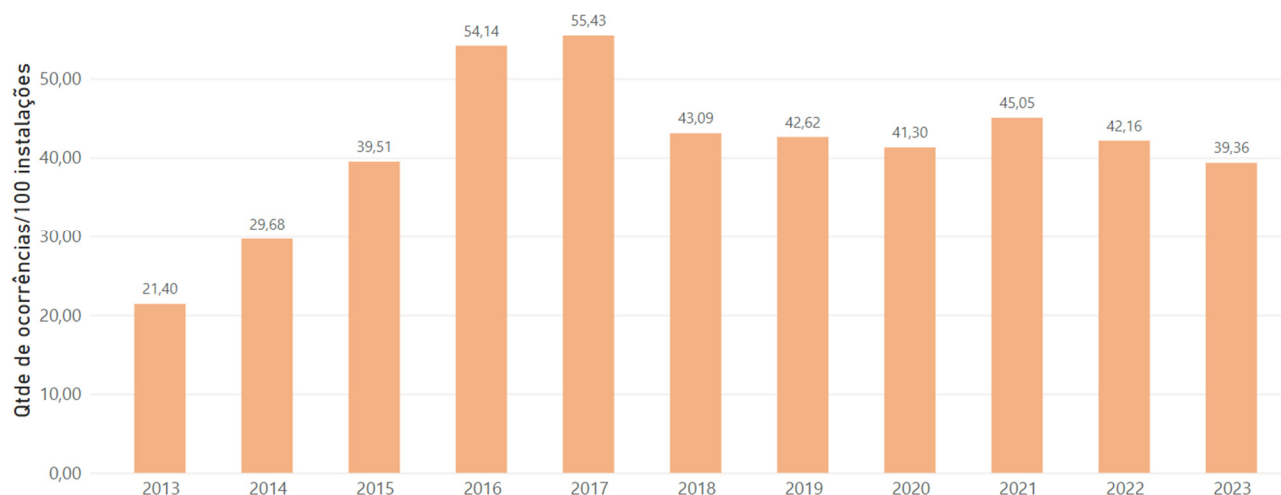


Gráfico 5.6. Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2023.

Quanto aos princípios de incêndio, existe uma clara dificuldade da indústria em estabelecer práticas que minimizem a taxa de ocorrência para abaixo de 40 ocorrências por ano para cada 100 instalações, tendo o ano de 2023 ficado levemente abaixo deste valor. Devido às correções de dados no sistema SISO_Incidentes, além da inclusão dos eventos ocorridos em embarcações de apoio e ajustes no total de horas trabalhadas, foram observadas pequenas variações nas taxas dos anos anteriores.

O Gráfico 5.7 apresenta as taxas de incêndios significantes.

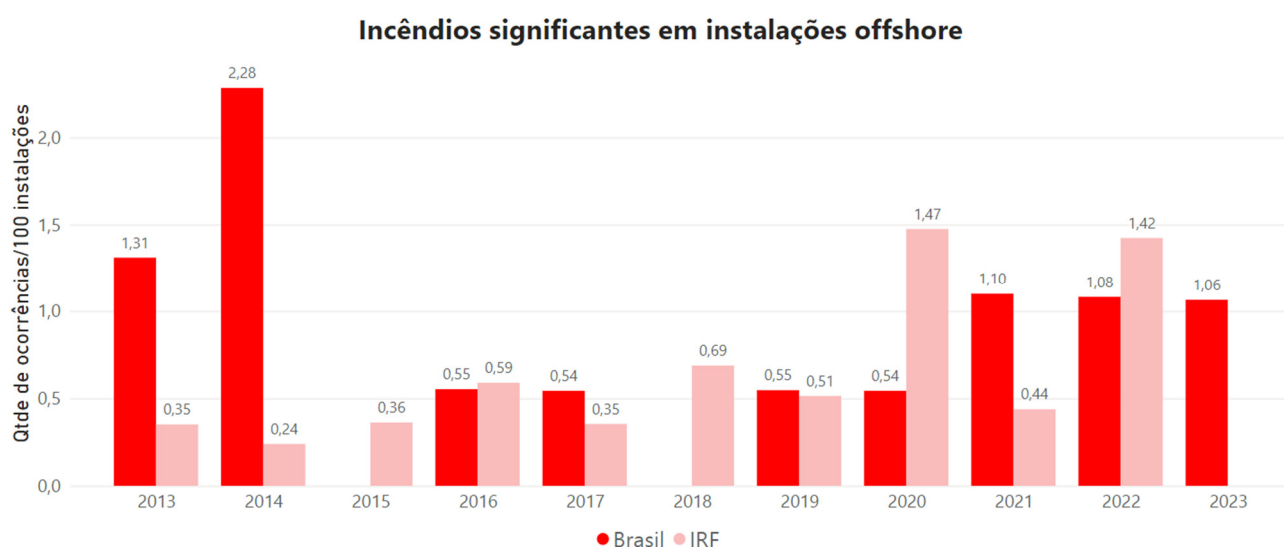


Gráfico 5.7. Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2023.

Em 2023, observou-se uma manutenção da taxa de incêndio significante em relação a 2021 e 2022. Nesse ano, foi registrada a ocorrência de dois incêndios significantes em instalações *offshore* no Brasil, uma ocorrência em área de armazenamento de ferramentas e uma em motor de guindaste.

Analizando conjuntamente as taxas de princípio de incêndio (Gráfico 5.6) e de incêndio significante (Gráfico 5.7), 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 5.8 apresenta as taxas de incêndios maiores.



Gráfico 5.8. Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção *offshore* de 2013 a 2023.

Em 2023, assim como no ano de 2022, não ocorreram eventos deste tipo no Brasil.

O Gráfico 5.9 apresenta a quantidade de eventos e o volume descarregado no mar, tanto de óleo cru quanto de óleo diesel, de 2013 a 2023. Para este gráfico, uma vez que não há comparação com IRF, foram desconsiderados os eventos das embarcações de apoio.

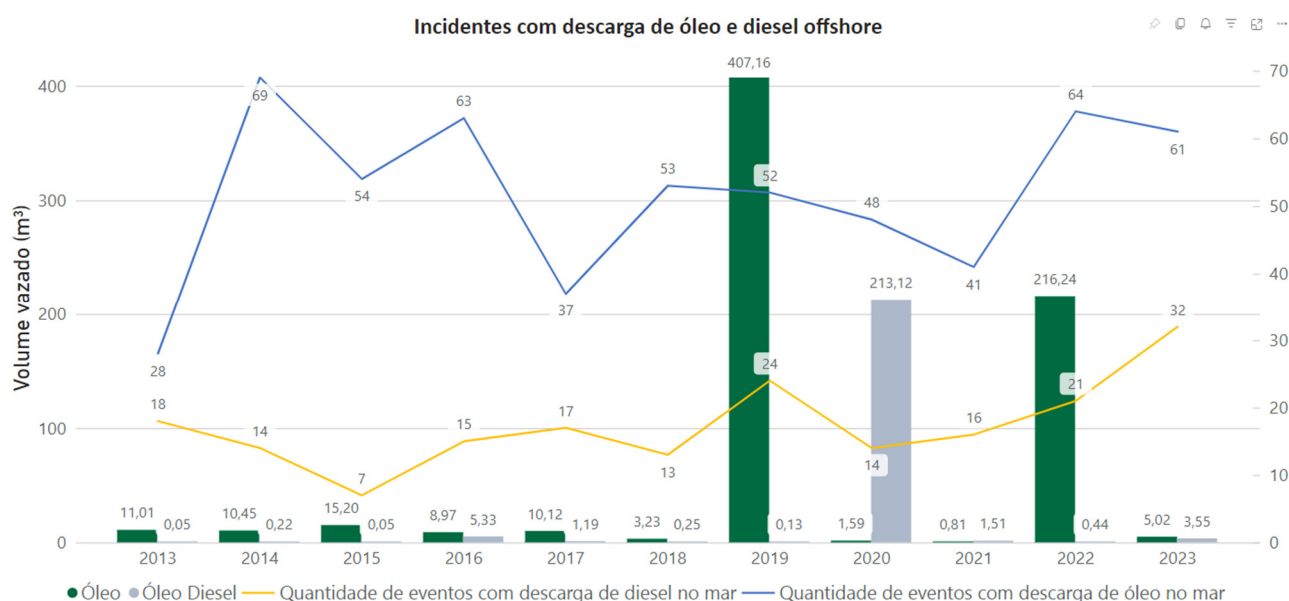


Gráfico 5.9. Incidentes com descarga de óleo cru e óleo diesel offshore entre 2013 e 2023.

Em 2023, o volume de óleo descarregado no mar devido a incidentes em atividades de E&P apresentou o valor de 5,02 m³. Grande parcela desse volume (2,39 m³) foi proveniente do acidente de descarga significativa de óleo na plataforma P-65, e em segundo lugar, 1,3 m³ proveniente do FSO Cidade de Macaé.

Do volume descarregado de diesel de 3,55m³ cerca de 98%, ou seja, 3,34m³ foram de um único evento ocorrido na sonda Amaralina Star.

5.3 Incidentes nas atividades terrestres

Em 2023, foram recebidos 555 comunicados de incidentes em instalações de E&P terrestre. A tabela a seguir apresenta as principais informações, destacando as tipologias de acidentes mais comunicados no ano.

555 incidentes onshore em 2023

Acidentes mais comunicados

Descarga significativa de óleo	71
Descarga significativa de água de injeção	39
Descarga significativa de água produzida	18
Ferimento com afastamento por mais de 3 (três) dias	14
Ferimento grave	9

Quase acidentes mais comunicados

Falha de elemento do conjunto solidário de barreira (CSB)	211
Perda de contenção primária significativa de óleo	87
Perda de contenção primária significativa de água de injeção	49
Quase acidente de alto potencial	34
Perda de contenção primária significativa de água produzida	26

Em comparação ao ano de 2022, houve uma redução de cerca de 39% na quantidade de incidentes ocorridos em campos terrestres. Por outro lado, merece destaque o fato de que quase 40% dos comunicados de incidentes *onshore* em 2023 são relativos a falhas de elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB). Isto indica que as medidas de prevenção estão sendo ineficazes.

De forma semelhante às instalações marítimas de E&P, os dados referentes aos incidentes em instalações terrestres também são exibidos na forma de taxas. Contudo, as horas trabalhadas aqui consideradas são relacionadas apenas aos Operadores de instalações terrestres que forneceram os dados preventivos, uma vez que não foi estabelecida obrigatoriedade de envio para todos os Operadores.

Esta já tem sido a prática dos outros relatórios, o que causa uma pequena distorção dos dados, pois são considerados os incidentes de toda a indústria (numerador) e não são contabilizadas todas as horas trabalhadas (denominador), fazendo com que os índices aqui mencionados, e relacionados a horas trabalhadas, estejam majorados. Entretanto, o dado apresentado é representativo, uma vez que os principais Operadores, apresentaram estes dados.

A obrigatoriedade de envio dos dados preventivos se baseia na Nota Técnica 032/SSM/2015, a qual está em processo de revisão e, futuramente, será substituída por outra mais abrangente, a qual deverá contemplar todos os Operadores.

O *benchmarking* utilizado para os incidentes *onshore* baseia-se nos indicadores divulgados pela *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP).

O Gráfico 5.10 apresenta o indicador de fatalidades (FAR - *Fatal Accident Rate*) das atividades *onshore* no Brasil de 2013 a 2023, comparado ao índice apurado com os dados da IOGP. Devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes, foram observadas pequenas variações nas taxas dos anos anteriores.

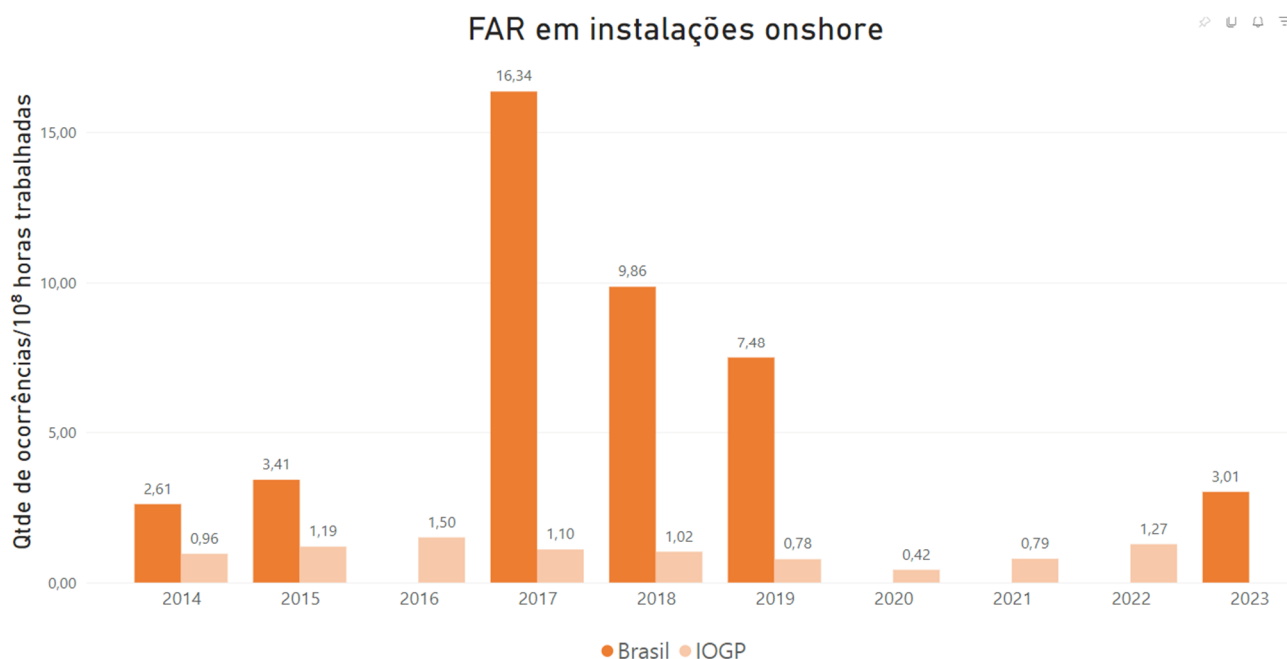


Gráfico 5.10. FAR em instalações de exploração e produção *onshore* de 2013 a 2023.

Em 2023, foi registrado um incidente com fatalidade ocorrido em sonda terrestre da Operadora Nova Petróleo. Mais informações sobre esse evento estão destacadas no tópico 5.4. Percebe-se uma alteração na taxa de 2018, pois neste ano foram registradas duas fatalidades no *onshore*, ambas em sondas de produção terrestres, e a alteração está relacionada a correção no valor de horas trabalhadas.

O Gráfico 5.11 apresenta a taxa de ferimentos graves em instalações *onshore*. Devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes e ajustes nas horas trabalhadas, foram observadas variações nas taxas dos anos anteriores.

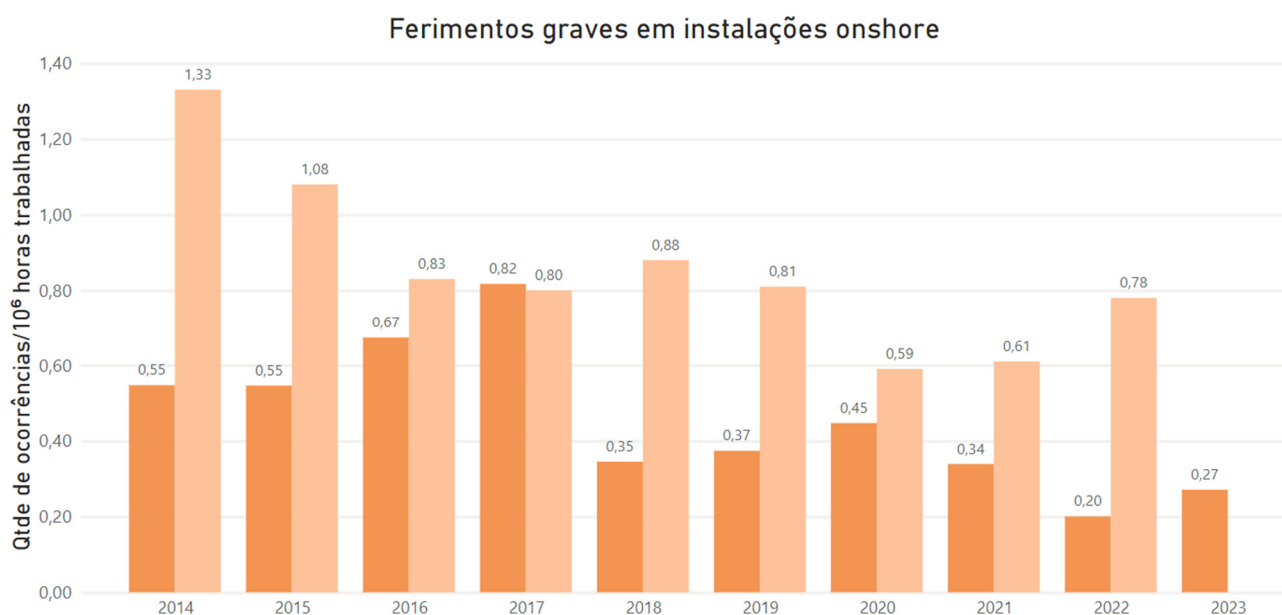


Gráfico 5.11. Taxa de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *onshore* de 2013 a 2023.

Após a taxa de ferimentos graves alcançar o menor valor histórico em 2022, no ano de 2023 o valor voltou a ter uma elevação superior a 40% em relação ao ano anterior.

O Gráfico 5.12 apresenta o volume de óleo descarregado em terra. Devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes, foram observadas pequenas variações nos volumes dos anos anteriores.



Gráfico 5.12. Volume de óleo descarregado em atividades *onshore* entre 2012 e 2023.

Foi detectado que em 2014 um evento de perda de contenção de 50m³ de óleo e outro, em 2019, de perda de contenção de óleo de 18m³, havia sido contabilizado erroneamente como descarga, sendo estes exemplos de ajustes realizados. O volume de óleo descarregado em 2023 atingiu maior valor da série histórica. Importante destacar que mais de 20% do volume total descarregado no *onshore* é referente a apenas um incidente que será comentado no item 5.4.3.

O gráfico 5.13, apresenta a quantidade de incidentes de vazamento de óleo *onshore* por Operadora e respectivo volume total em m³.

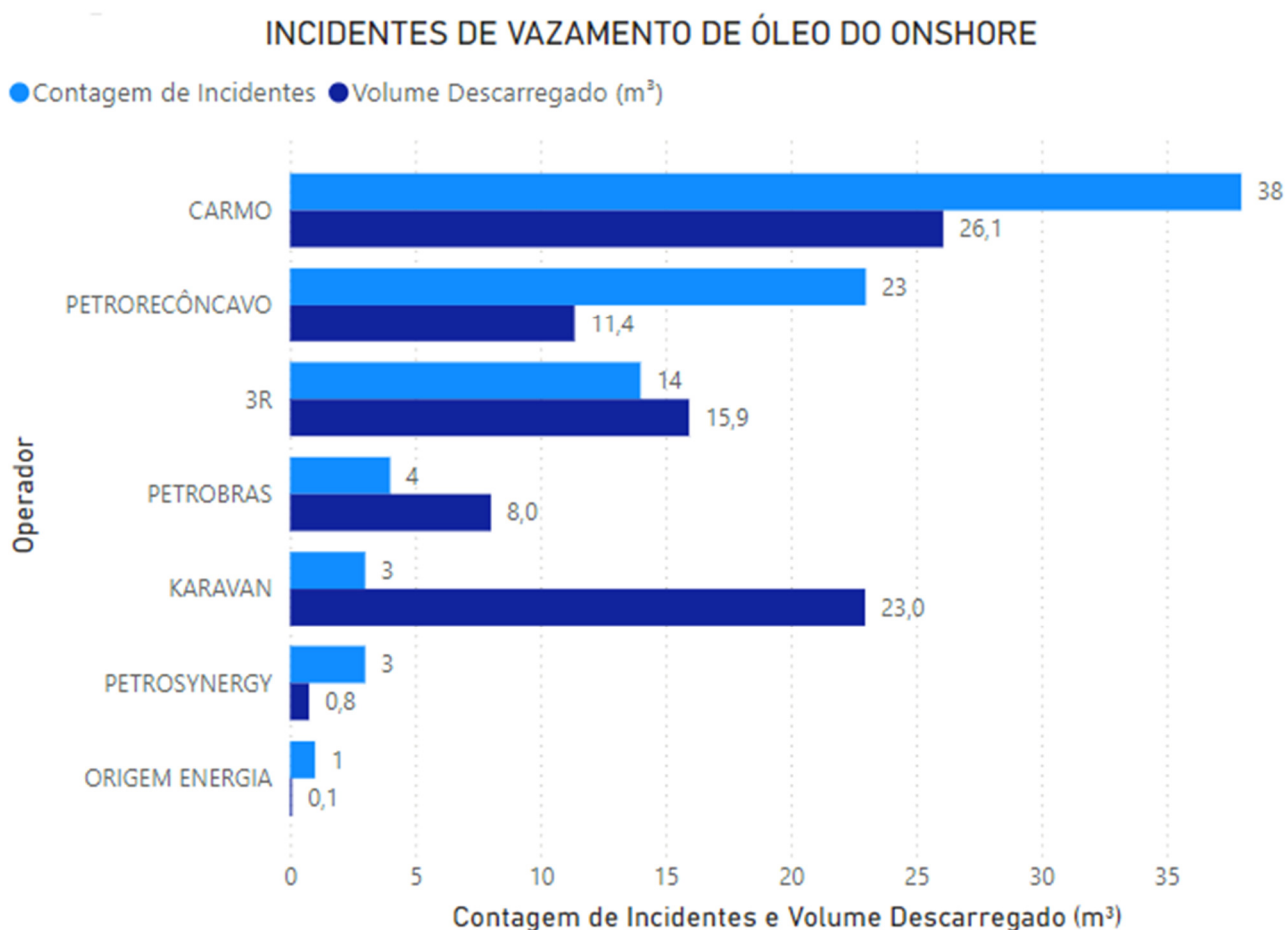


Gráfico 5.13. Incidentes de vazamento de óleo no onshore - 2023.

Importante destacar que apenas em instalações terrestres operadas pela Carmo Energy foram registrados 38 incidentes de descarga de óleo em 2023, totalizando um volume de 26m³. Cabe informar também que em instalações operadas pela Petrorecôncavo, foram registrados 23 incidentes de vazamento que totalizaram 11m³ de óleo.

No entanto, não existe uma metodologia estabelecida para definição do volume de óleo descarregado. A ANP verificou as metodologias adotadas e solicitou alterações quando necessário. Entende-se que há um espaço de melhoria dos Operadores quanto ao estabelecimento de metodologia para definição do volume descarregado.

5.4 Supervisão regulatória dos comunicados de incidentes

Em 2023, foram abertos 57 processos de acompanhamento de incidentes ocorridos em atividades de E&P, uma redução de 10% em relação ao ano de 2022, dada à busca por ações de maior eficácia e orientada a riscos adotadas a partir do segundo semestre de 2023. A tendência é de que esse ano a queda seja ainda mais significativa.

Entretanto, para os incidentes que foram acompanhados, a ANP implementou ações regulatórias mais contundentes, chegando a casos de interdição.

Dentre os incidentes acompanhados, destacam-se: evento com fatalidade em atividade de perfuração terrestre, o qual foi emitido relatório de investigação independente realizado pela ANP; um vazamento maior de gás inflamável em duto submarino e diversos vazamentos de óleo em campos terrestres.

A partir do segundo semestre de 2023 todos os incidentes passaram por análises e aprovações no SISO-Incidentes, não havendo mais incidentes “cadastrados aguardando aprovação”.

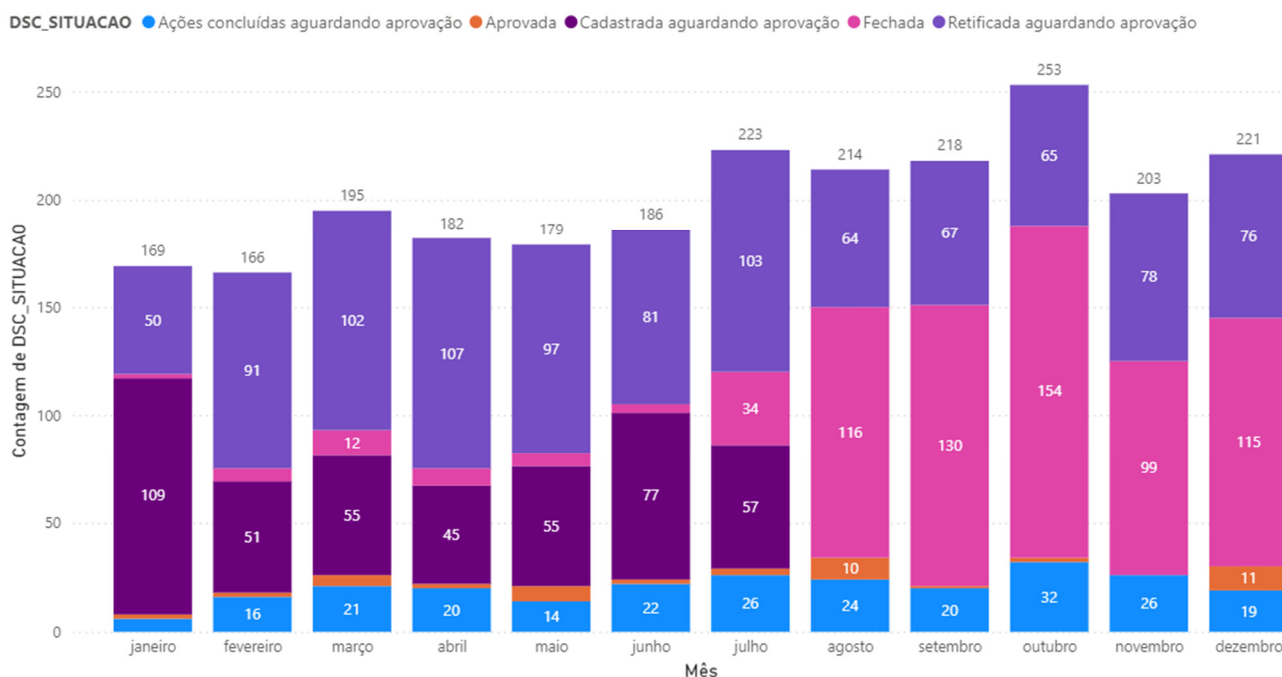


Gráfico 5.14 Situação das Comunicações de Incidentes de 2023

5.4.1 Fatalidade ocorrida em sonda terrestre

Em 02 de outubro de 2023, empregado preparava a sonda Nova Petróleo 01 (NP-01) para desmontagem e transporte, quando sofreu uma queda ao chão, tendo sido constatado o óbito por politraumatismo. Uma comissão de investigação foi montada na SSO e realizou uma investigação independente, com relatório de investigação emitido e aprovado pela diretoria colegiada da ANP.

Um item de destaque nesta fatalidade foi a falta de sistematização da empresa, baixa cultura de segurança e a disponibilização de EPIs que dificultavam a utilização deles, enquanto é amplamente utilizado outros tipos de trava quedas em sondas similares.

A equipe da CGI/SSO também avaliou a investigação realizada pela Operadora, considerando-a insuficiente, por não estabelecer todos os fatores causais e causas raízes, além de ter sido realizada por investigador-líder sem evidência de treinamento em técnicas de investigação.

5.4.2 Vazamento ocorrido em duto submarino

Em 11 de setembro de 2023, pela manhã, foi detectada queda na pressão de importação de gás da plataforma Peregrino C, no Campo de Peregrino, operado pela Equinor. Esta plataforma está conectada ao gasoduto Rota 2, sendo iniciada uma inspeção submarina com ROV em todo o sistema de dutos quando foi observado um afloramento de gás na superfície próximo a interseção entre os gasodutos do Rota 2 e o gasoduto de importação. No dia 13/09/23, observou-se um problema na conexão entre o MCV e o PLET, sendo observado que o MCV estava desconectado do PLET. O volume estimado do gás liberado foi de 260.000 m³. A investigação realizada pela Operadora apontou que uma embarcação atravessou o gasoduto enquanto arrastava uma âncora, tendo o gasoduto sido instalado em águas rasas, sem proteção contra agentes externos, além da análise de riscos para dutos ter se concentrado apenas em âncoras intencionalmente lançadas, e não em âncoras lançadas involuntariamente.

5.4.3 Vazamento de óleo em Campos Terrestres

Em 26 de março de 2023, equipe de segurança da Operadora SEACREST, durante ronda de campo, identificou que a área da base do poço 7-TAB-2-ES estava com resíduo de óleo espalhado ao longo da locação, o tanque de armazenamento de óleo diesel estava aberto sem combustível e o sistema (unidade) de bombeio estava sem o motor a combustão. O volume descarregado foi de 66,8 m³, a estimativa de óleo vazado foi de 19,77 m³. Segundo dados do próprio Operador, este evento gerou mais de 330 toneladas de resíduos de solos e rochas contendo outras substâncias perigosas.

A Investigação da Operadora apontou como causa imediata a abertura indevida da válvula de descarregamento do tanque de armazenamento, tendo como causa contribuinte, a ausência de sistema de bloqueio na válvula e, como causa raiz a ação de terceiros/vandalismo.

Entretanto, durante auditoria da ANP foi constatado que a área de tancagem e carregamento não atendia completamente às normas pertinentes, assim como que o Operador não havia concluído as recomendações provenientes deste evento, mesmo sendo uma recomendação de baixa complexidade para instalação de correntes e cadeados e mesmo já tendo se passado aproximadamente um ano.

5.5 Publicação de relatório de investigação de incidente: Fatalidade devido a descarga de supressão por CO₂ na plataforma P-19

Em julho de 2023, a ANP publicou o relatório da investigação do acidente com fatalidade ocorrido em agosto de 2022 na plataforma P-19, operada pela Petrobras. Porém, após o ocorrido em P-19, foram registrados ao menos outros nove eventos de descarga espúria de CO₂ em instalações no território nacional, os quais não tiveram grandes consequências, mas que evidenciam falhas na adoção de ações que impeçam a ocorrência de eventos similares em suas Instalações por parte dos operadores.



Desafio #2023.4: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.

5.6 Recomendações de Incidentes

Ao longo das auditorias realizadas pela ANP foram identificadas diversas recomendações de incidentes emitidas pela ANP e não implementadas pelos Operadores.

Algumas destas recomendações não implementadas geraram interdições de instalações. Pode-se destacar a recomendação PP20_R03 proveniente da investigação em virtude de acidente na P-20, *“O operador deve verificar o projeto dos dispositivos de alívio dos tanques que contenham produtos químicos inflamáveis, tomando as providências necessárias de acordo com as normas e boas práticas, caso sejam identificadas não conformidades. O resultado dessa verificação deve ser registrado em relatório.”*

Espera-se que os Operadores realizem a implementação das recomendações emitidas pela ANP dentro do prazo e de maneira adequada.

SEÇÃO 6

CONCLUSÕES

A 6ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta as conclusões da SSO/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 2023, o número de casos de cessão de direitos reduziu significativamente, mas ainda exigiu esforço em termos de análise de Documentação de Segurança Operacional, pareceres no âmbito do CAPP e ações de fiscalização.

Em relação a performance dos Operadores nas auditorias de segurança operacional da ANP, foi evidenciado aumento significativo no quantitativo de não conformidades críticas, as quais deixaram as operações em situação de Risco Grave e Iminente (RGI).

As não conformidades Críticas ocorreram, majoritariamente, nas Práticas de Gestão 13, 10, 11, 12 e 14. O maior percentual destes desvios se concentrou nas falhas na gestão de integridade (26%), falhas na adoção das Filosofias de Segurança projeto (17%), falha na gestão dos elementos críticos de segurança operacional (15%), falha na execução e/ou implementação das análises de risco (15%) e falha na implementação dos planos de resposta a grandes emergências (15%).

Isto posto, demonstra que a indústria precisa direcionar mais esforços na superação de desafio explicitado nos relatórios anuais de segurança operacional de anos anteriores:

Desafio #2023.1: 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.

Em 2023, quanto à operação das sondas e poços, ainda houve diversos achados relacionados à ausência de monitoramento de poços em situação de abandono temporário, bem como CSBs degradados.

Especialmente em relação aos CSBs, 40% dos comunicados de incidentes *onshore* em 2023 são relativos a falhas de elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) dos poços.

Deste modo, os Operadores devem implementar esforços adequados para 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 #2023.3: Monitoramento e adequado gerenciamento de integridade de poços em operação ou abandono temporário, e provisionamento de recursos para abandono permanente e arrasamento de poços para os quais não haja interesse no retorno à operação.

Em relação aos acidentes ocorridos no ano, destaca-se a interligação destes com questões de integridade de ativos, especialmente de dutos e tubulações. Houve aumento significativo, tanto nos vazamentos maiores de gás inflamável (*offshore*) como nas descargas de óleo (*onshore*). Para o ambiente onshore, no ano de 2023 foi atingido o maior valor da série histórica em termos de volume de óleo descarregado (85m³).

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 #2023.2: 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 2023 também foi marcado pelos avanços de sua agenda regulatória, dando continuidade na revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional. Após a realização da Consulta Pública nº 28/2022, no período de 21/12/2022 a 24/04/2023, seguida de Audiência Pública

na data de 16 de maio de 2023, foram consolidadas as 933 sugestões recebidas para os artigos, práticas de gestão do SGSO, apêndices e anexos da minuta de Resolução.

Destaca-se ainda que foram realizados em 2023 workshops, eventos e reuniões com a indústria, como forma de aumentar a participação social e o debate com os interessados no processo de revisão regulatória do SGSO.

Finalmente, no intuito de incentivar a adoção das melhores práticas da indústria do petróleo, em 2023, a SSO/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; (iv) participou de congressos e publicou trabalhos em veículos nacionais e internacionais.