

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL

2018

SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA
OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Diretor-geral

Décio Fabricio Oddone da Costa

Diretores

Aurélio Cesar Nogueira Amaral

Dirceu Cardoso Amorelli

Felipe Kury

José Cesário Cecchi

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Raphael Neves Moura

Superintendente-adjunto de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Mariana Rodrigues França

Elaboração

Daniela Goñi Coelho

CONTEÚDO

1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	4
2. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO	7
2.1. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	7
2.2. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) EM SONDAS MARÍTIMAS.....	10
2.3. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GESTÃO DE INTEGRIDADE DE POÇOS (SGIP).....	12
2.4. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL DE SISTEMAS SUBMARINOS (SGSS)	14
2.5. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE CAMPOS TERRESTRES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (SGI).....	16
3. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS – RESULTADOS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADOS PELOS AGENTES REGULADOS	19
3.1. ATIVIDADES MARÍTIMAS	20
3.2. ATIVIDADES TERRESTRES	31
4. INVESTIGAÇÕES DE INCIDENTES REALIZADAS PELA ANP	35
5. MULTAS APLICADAS.....	35
6. INTERRUPÇÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES	36
7. REFERÊNCIAS.....	38

1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Os dados apresentados no Gráfico 1, Gráfico 2 e Gráfico 3 mostram a evolução do nível de atividades da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural desde 2009¹, divididos em: (i) atividades em sondas marítimas², (ii) atividades de produção marítimas e (iii) atividades de produção em campos terrestres³. Os valores foram normalizados utilizando-se como referência o ano de 2009.

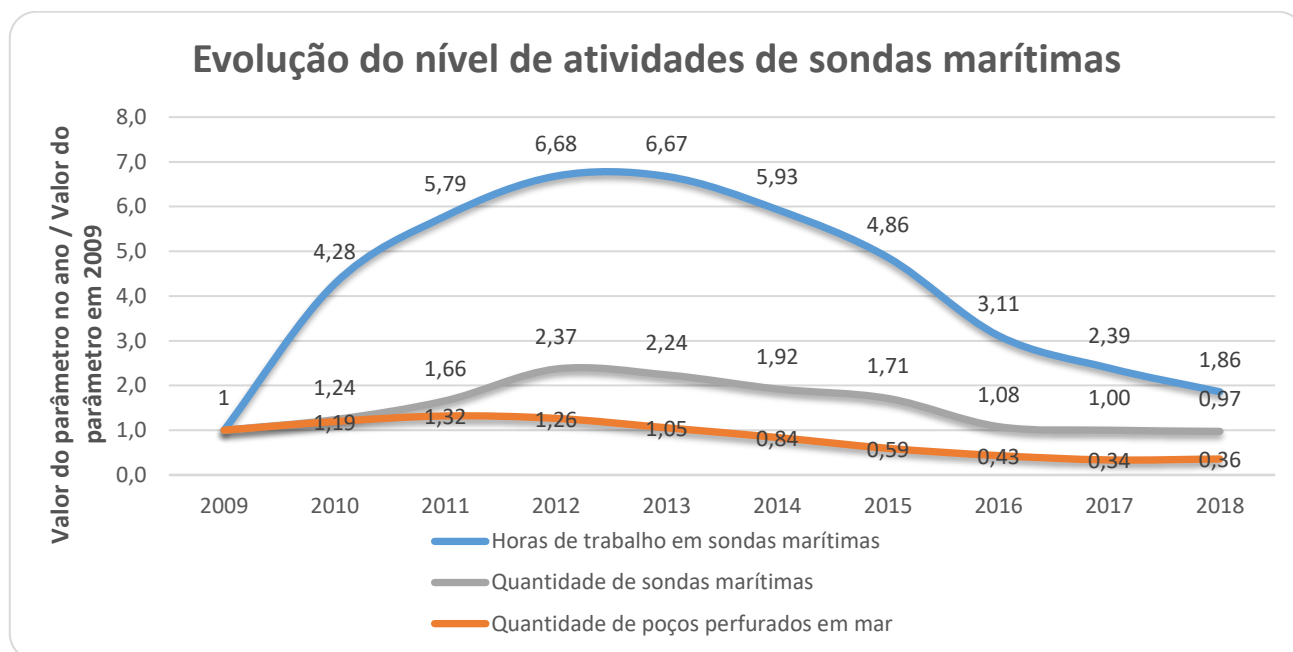


Gráfico 1 – Evolução do nível de atividades em sondas marítimas desde 2009

Como pode ser observado no Gráfico 1, a tendência de queda nas atividades em sondas marítimas observada desde 2012 se manteve no ano passado. A quantidade de sondas marítimas em operação atingiu o menor valor do período, assim como a quantidade de poços perfurados em mar. As horas de trabalho têm diminuído desde 2012, tendo em 2018 atingido o segundo menor valor do período.

¹ As atividades consideradas neste relatório incluem as sondas e plataformas marítimas, além dos campos terrestres.

² As atividades em sondas marítimas englobam as atividades de perfuração, completação, testes e intervenções em poços.

³ A atividade em campos terrestres refere-se aos campos que estão sob o regime de segurança operacional estabelecido na Resolução ANP nº 02/2010, ou seja, campos com produção superior a 15 m³/dia de óleo ou 2.000 m³/dia de gás natural.

Evolução do nível de atividades de produção marítimas

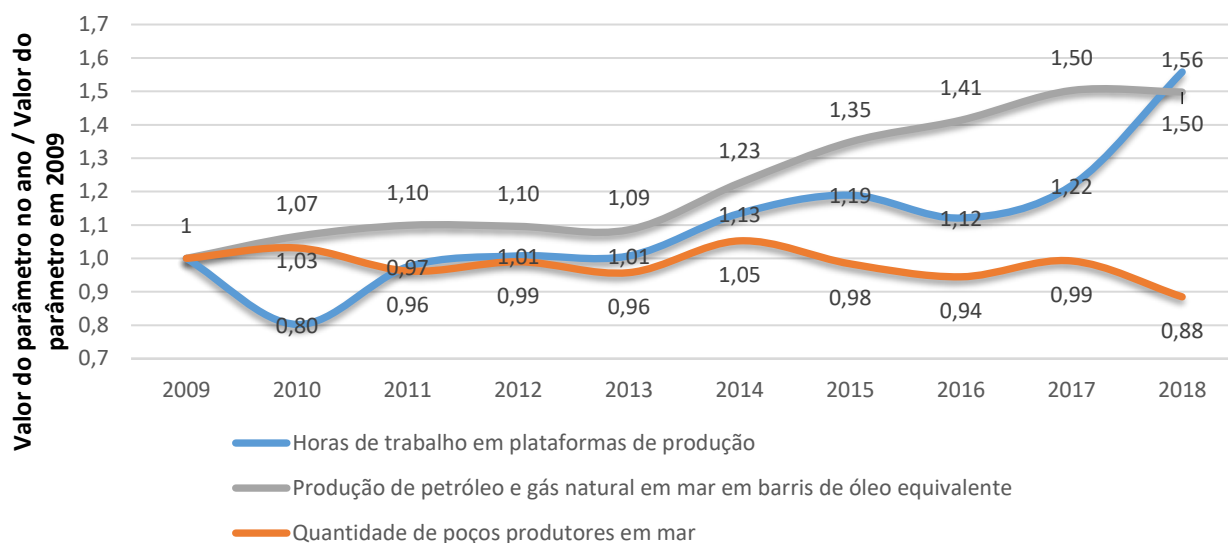


Gráfico 2 – Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas desde 2009

As atividades de produção em mar, por sua vez, mantiveram a tendência de aumento consistente ano após ano conforme o Gráfico 2, em grande parte devido à produção do pré-sal. A produção de petróleo e gás natural em mar apresentou aumento pelo quinto ano consecutivo apesar da redução na quantidade de poços produtores, o que consolida o aumento da produtividade dos poços em mar já apontado anteriormente.

Evolução do nível de atividades em campos terrestres

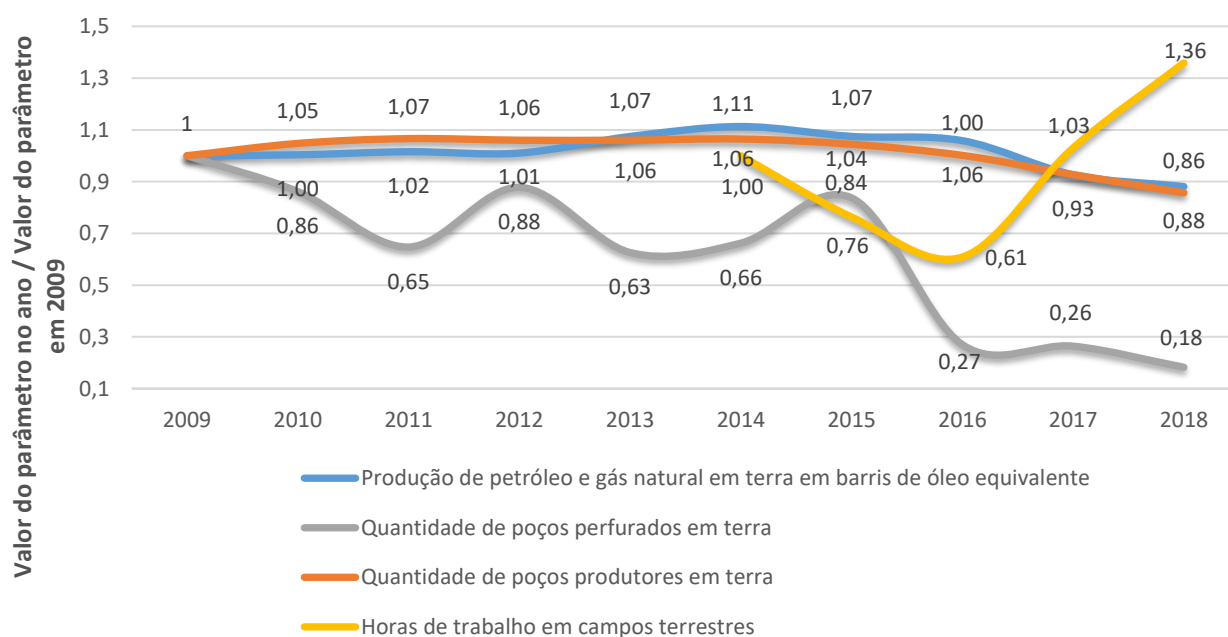


Gráfico 3 – Evolução do nível de atividades em campos terrestres desde 2009

A análise do Gráfico 3 mostra que a quantidade de poços produtores e a produção de petróleo e gás em terra caminham praticamente juntas, evidenciando que não houve ganhos na produtividade média destes poços no período observado. As horas de trabalho, entretanto, apresentaram o maior valor desde 2014⁴ e os poços perfurados em terra apresentaram o maior valor do período.

O Gráfico 4 mostra um resumo comparativo entre os resultados das atividades terrestres e marítimas em 2018.

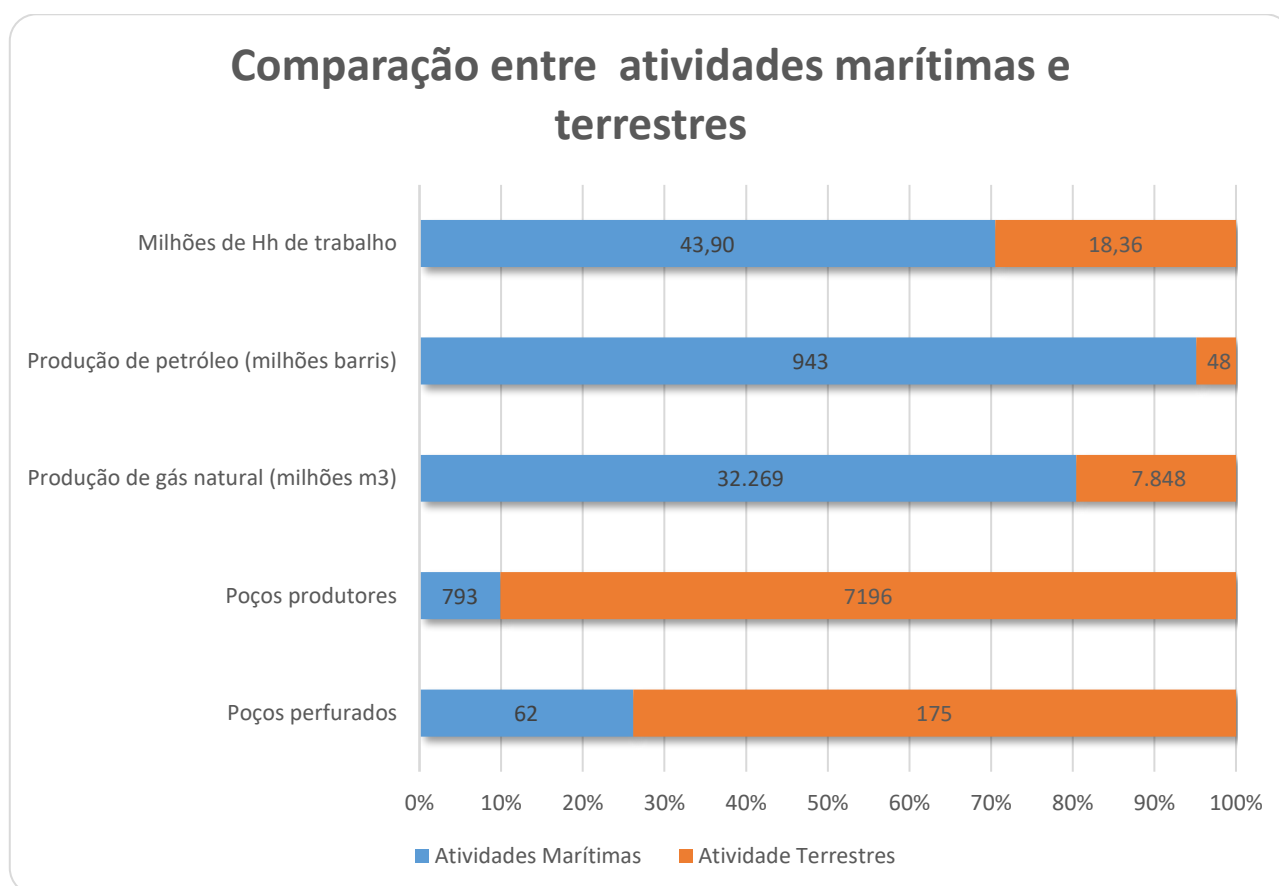


Gráfico 4 – Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres

Como pode ser depreendido pela análise do gráfico, as atividades marítimas foram responsáveis por cerca de 96% da produção de petróleo e 80% da produção de gás no Brasil em 2018, com apenas 10% do total de poços produtores e 65% do total de horas

⁴ Os valores de homem-hora trabalhados em campos terrestres começaram a ser reportados à ANP em 2014, motivo pelo qual a comparação é feita deste ano em diante e tendo como referência para normalização o valor relativo a 2014. Os dados de homens-hora apresentados referem-se apenas aos valores relativos aos campos cuja concessionária é a Petrobras.

trabalhadas. Entretanto, foram perfurados 1,8 poços em terra para cada poço perfurado em mar em 2018.

2. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO

A fiscalização de Segurança Operacional das atividades de Exploração e Produção é feita pela SSM por meio de auditorias, que verificam a conformidade aos seguintes regulamentos:

- i) Resolução ANP n° 43/2007, que instituiu o regime de segurança operacional e o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), aplicável às instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural;
- ii) Resolução ANP n° 2/2010, que amplia a aplicação do SGSO em atividades terrestres para empresas que possuem atividades marítimas e estabelece o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade (SGI) estrutural das instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural;
- iii) Resolução ANP n° 06/2011, que estabelece o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT) para a movimentação de petróleo, derivados e gás natural;
- iv) Resolução ANP n° 41/2015, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos (SGSS); e
- v) Resolução ANP n° 46/2016, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional da integridade de poços (SGIP).

2.1. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural

Em 2018, foram realizadas 47 auditorias em plataformas marítimas de produção, que identificaram um total de 565 não conformidades. A média de não conformidades por auditoria resultante foi de 12 não conformidades por auditoria, a menor média desde 2014.

O Gráfico 5 mostra o histórico de quantidade de auditorias realizadas, bem como a média de não conformidade por auditoria em plataformas marítimas desde o ano de 2009.

Auditorias em plataformas marítimas

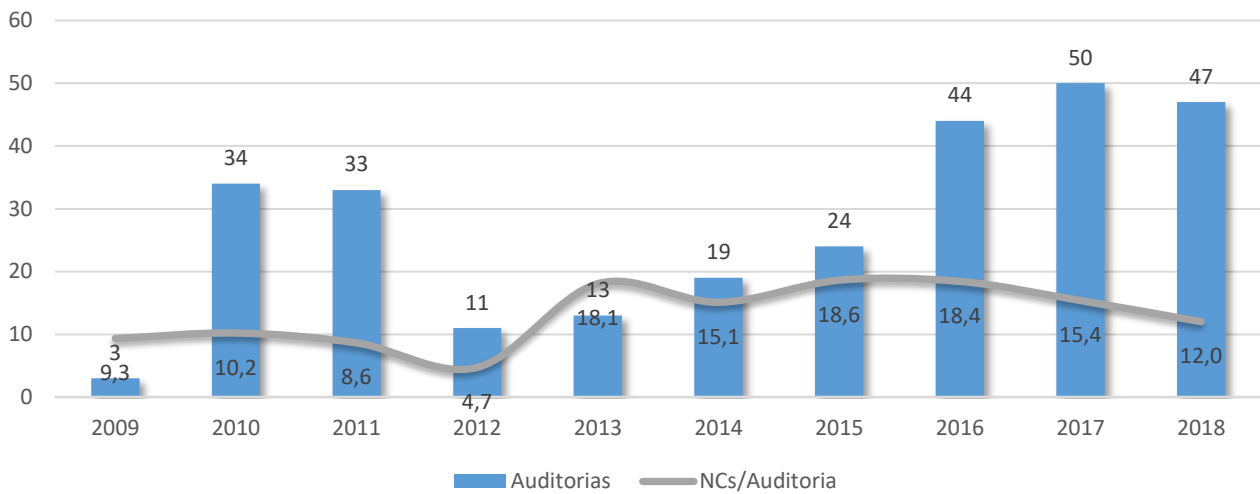


Gráfico 5 – Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em unidades marítimas de produção

O Gráfico 6 mostra a distribuição de não conformidades por prática de gestão emitida em 2018 e o Gráfico 7 mostra a distribuição histórica de não conformidades, ambos em relação às auditorias SGSO em plataformas marítimas. Como pode ser observado, as práticas de gestão que apresentam a maior quantidade de não conformidades permanecem as Práticas 13, 12, 16 e 14.

Não conformidades por práticas de gestão em auditorias SGSO em plataformas marítimas (2018)

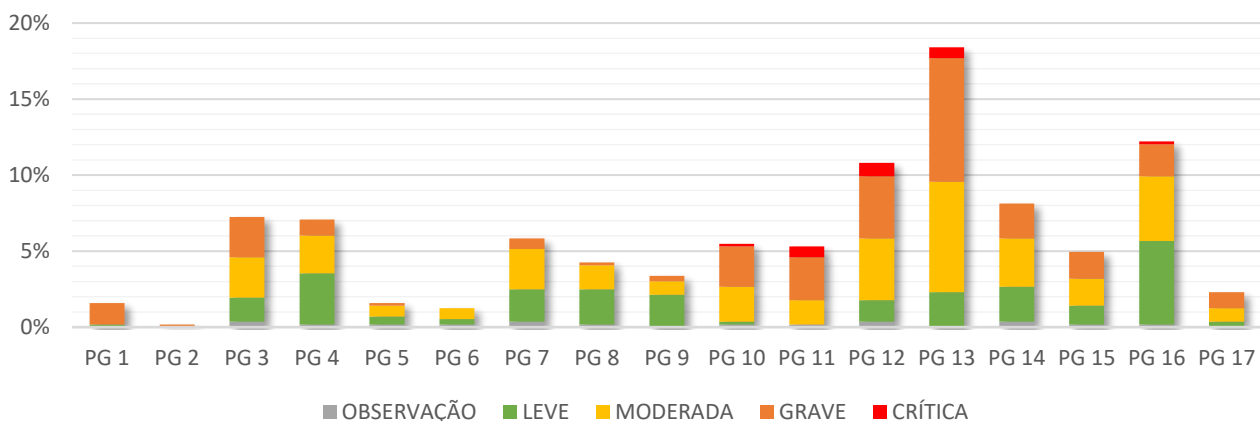


Gráfico 6 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2018 em plataformas de produção marítimas

Não conformidades por práticas de gestão em auditorias SGSO em plataformas marítimas (histórico)

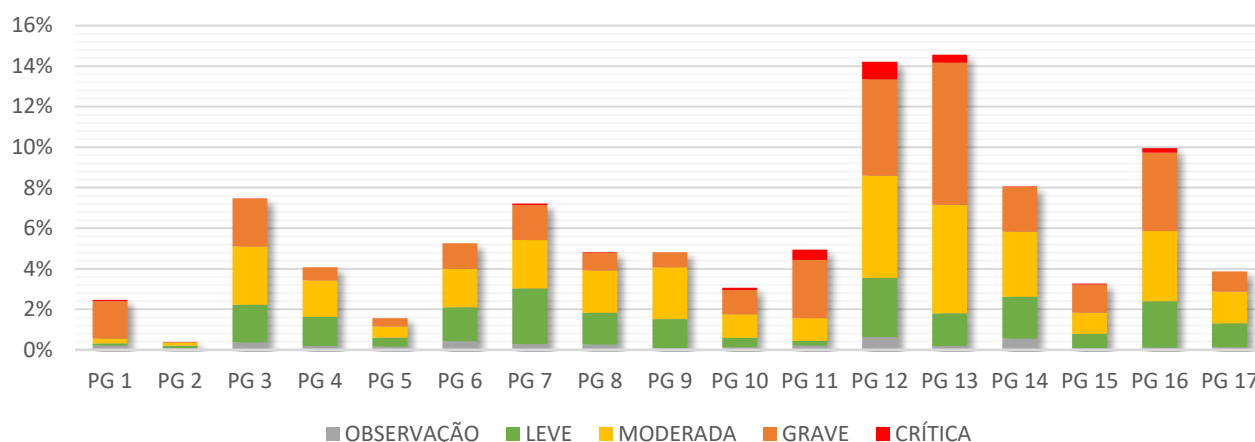


Gráfico 7 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção desde o ano de 2009

Durante as auditorias realizadas em 2018 em plataformas marítimas, foram lavradas 15 não conformidades críticas. A distribuição destas não conformidades por prática de gestão se encontra na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Quantidade de não conformidades críticas por prática de gestão apontadas em auditorias de plataformas de produção em 2018

Prática de Gestão	Quantidade de não conformidades críticas emitidas em 2018
PG 12 – Identificação e Análise de Riscos	5
PG 10 – Projeto, Construção, Instalação e Desativação	4
PG 11 – Elementos Críticos	4
PG 13 – Integridade Mecânica	1
PG 16 – Gerenciamento de Mudanças	1

O Gráfico 8 abaixo mostra a distribuição de não conformidades por auditoria para cada classificação de gravidade (crítica, grave, moderada e leve) desde 2009. Pode-se observar que, exceto pela não conformidades críticas, em 2013 a média de não conformidades por auditoria aumentava com a gravidade. De 2014 em diante, a média de não conformidades graves por auditoria diminui, tendo a média de não conformidades moderadas por auditoria diminuído desde 2015 também, entretanto em menor proporção. A média de não conformidades leves, por sua vez, apresentou tendência de aumento.

Evolução das não conformidades por auditoria SGSO em plataformas marítimas

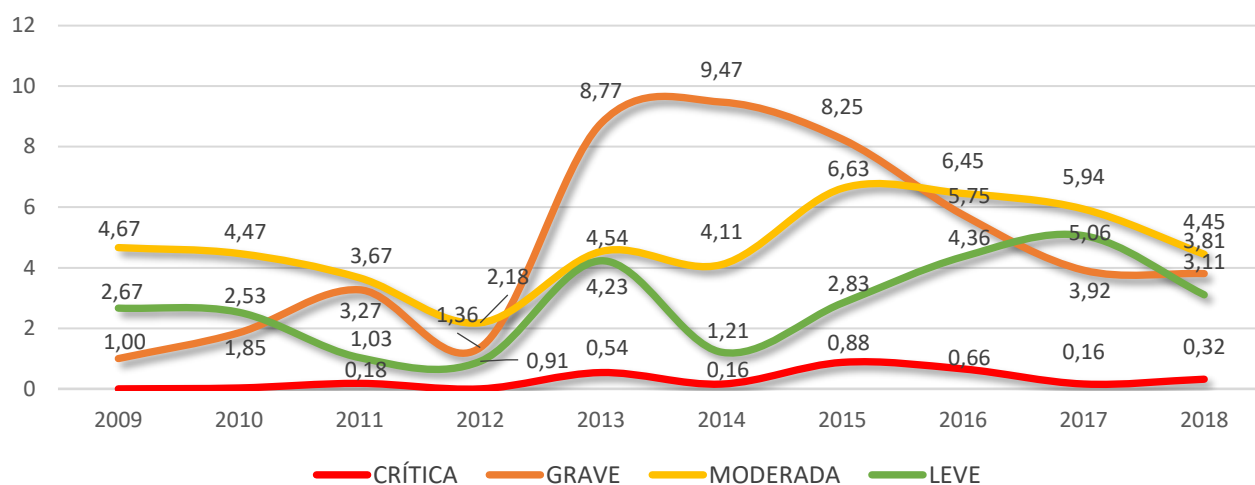


Gráfico 8 – Distribuição de não conformidades por auditoria apontadas em auditorias de plataformas de produção

2.2. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em sondas marítimas

Em 2018, foram realizadas 13 auditorias em sondas marítimas de perfuração, conforme o Gráfico 9, acompanhando a tendência de redução das atividades de sondas marítimas.

Auditorias em sondas marítimas

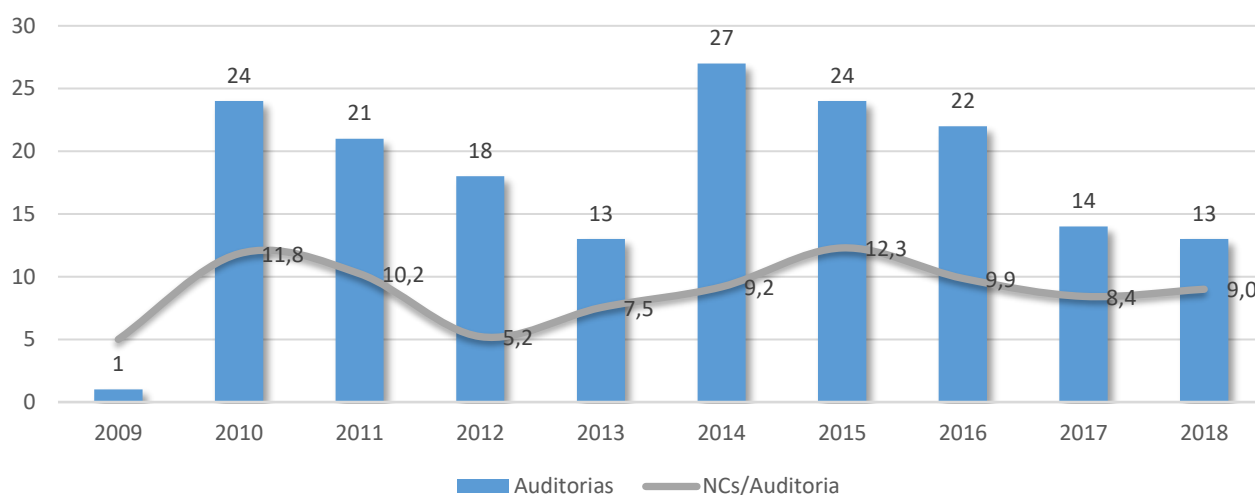


Gráfico 9 – Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em sondas marítimas de perfuração

As auditorias realizadas em sondas marítimas em 2018 identificaram 117 não conformidades, gerando uma média de 9 não conformidades por auditoria.

O perfil de não conformidades por prática de gestão no ano de 2018 difere significativamente da série histórica. Como pode ser observado no Gráfico 10 e no Gráfico 11, a distribuição histórica das não conformidades era mais homogênea, tendo as não conformidades emitidas em 2018 se concentrado mais nas práticas da PG 11 em diante.

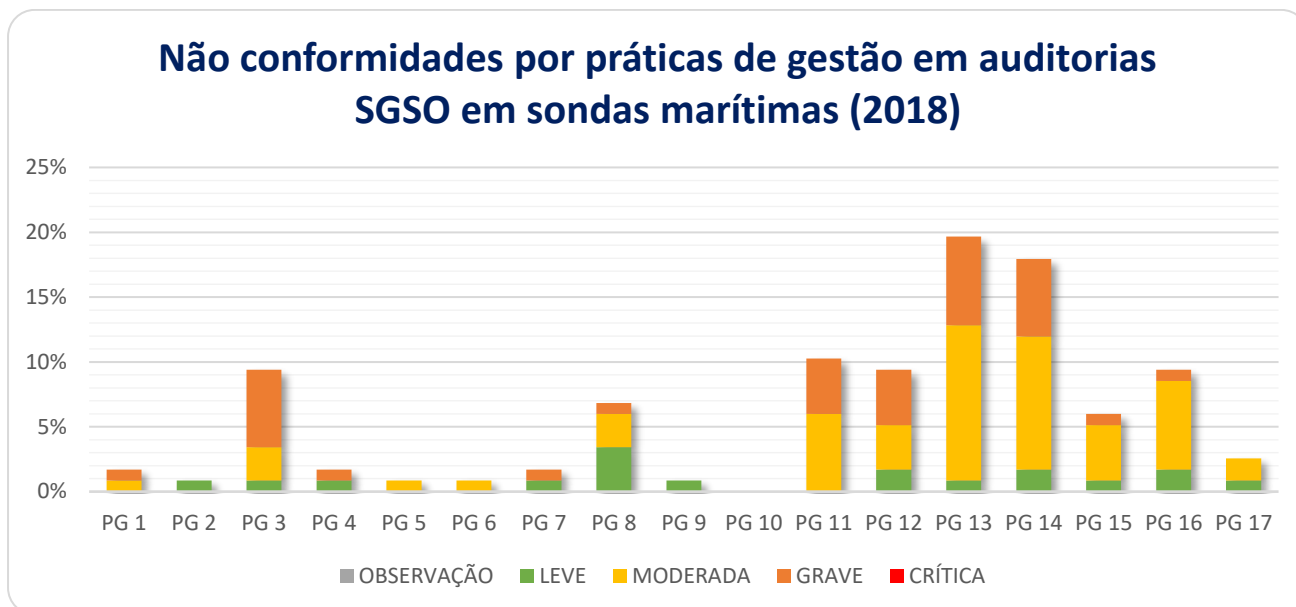


Gráfico 10 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2018 em sondas marítimas de perfuração

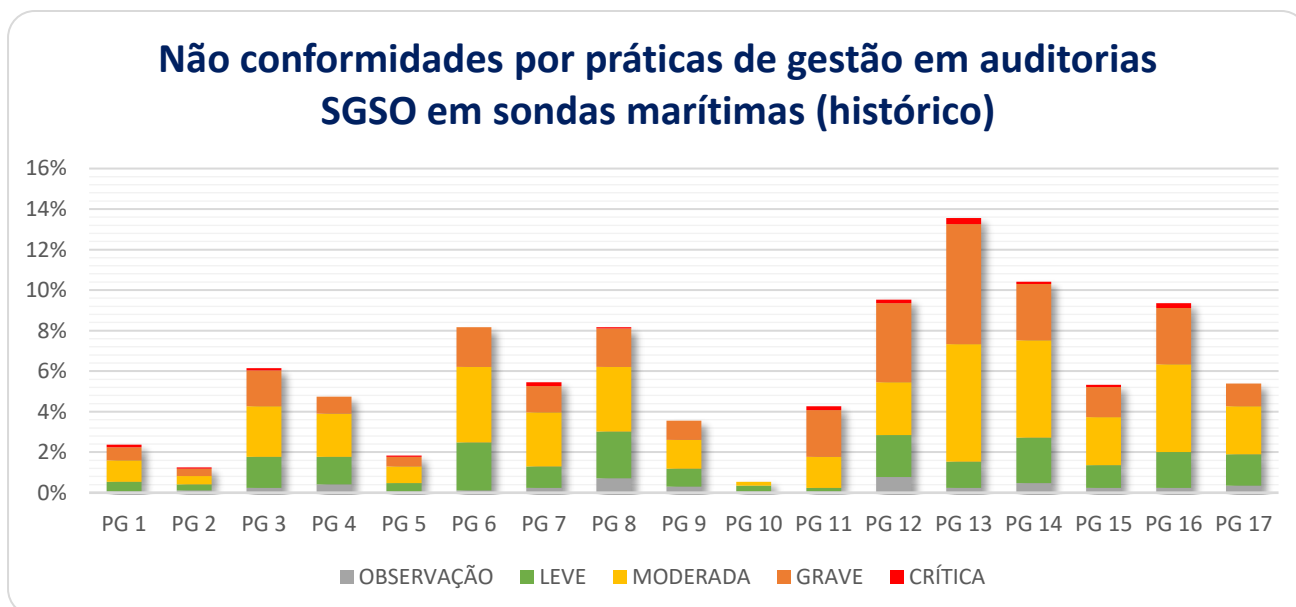


Gráfico 11 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração desde o ano de 2009

Não foi emitida não conformidade crítica nas auditorias de SGSO realizadas em sondas de perfuração em 2018.

O Gráfico 12 exibe o perfil de gravidade das não conformidades apontadas em auditorias do SGSO em sondas marítimas

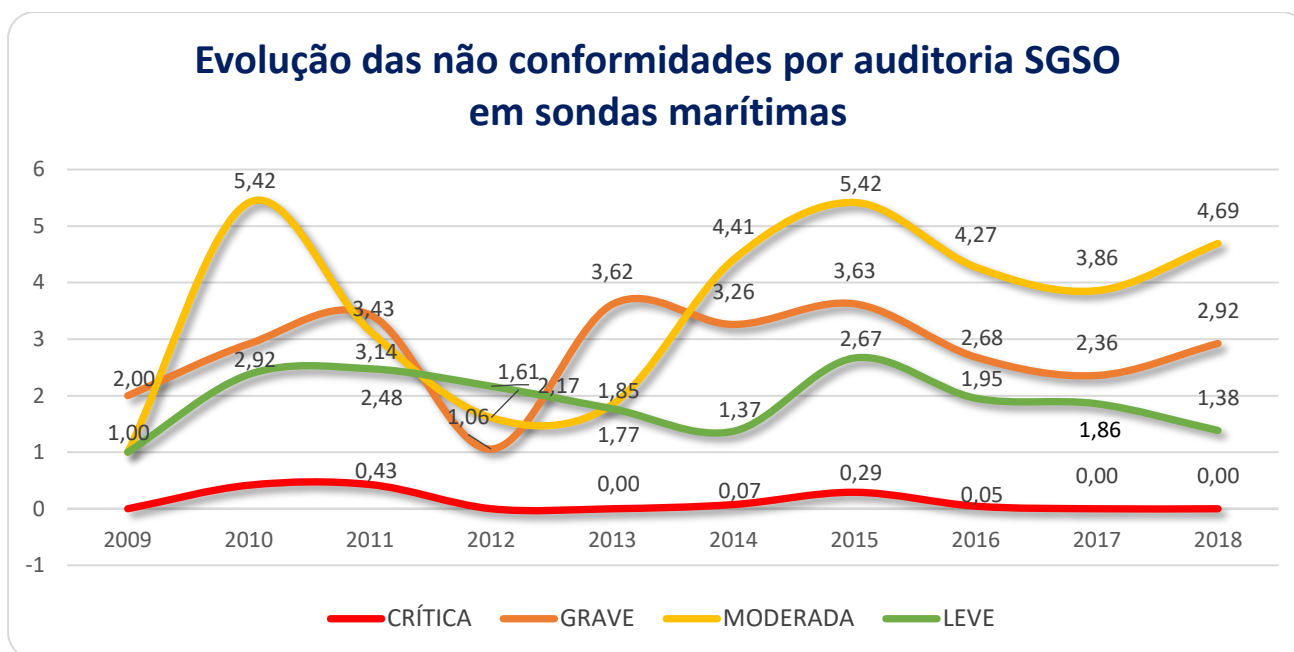


Gráfico 12 – Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de produção por gravidade

2.3. Auditorias do Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP)

A Resolução ANP nº 46/2016 estabeleceu o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional da Integridade de Poços (SGIP). A Resolução previu um prazo de implementação do regulamento de 3 anos para os operadores que só dispusessem de poços terrestres e 2 anos para operadores que dispusessem de pelo menos um poço em ambiente marítimo. Os operadores deveriam se adequar aos requisitos relativos a abandono de poços em até 180 dias, para poços que ainda não tivessem sido abandonados permanentemente.

Considerando o disposto acima, iniciaram-se em 2018 as auditorias do SGIP, tendo sido realizadas neste ano 3 auditorias piloto como forma de verificação da implementação deste regulamento técnico. Nestas auditorias piloto, os desvios encontrados relativos a requisitos que se encontravam dentro do período de adequação foram apontados como observações, sendo os demais desvios objeto de não conformidades.

Sendo assim, as auditorias do SGIP realizadas ensejaram 20 observações e três não conformidades, todas relativas ao item 10.5 da Prática de Gestão número 10, que dispõe sobre os requisitos para abandono de poço. Destas, uma não conformidade foi classificada como moderada e 2 (duas) não conformidades foram consideradas graves. O Gráfico 13 exibe a distribuição destas não conformidades por item do regulamento.

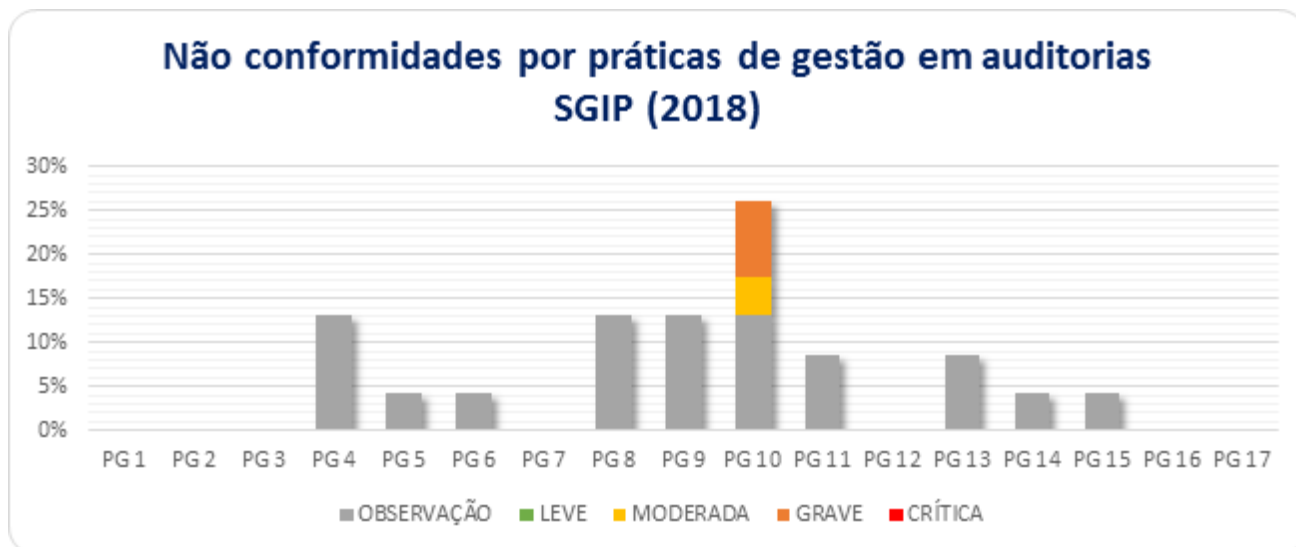


Gráfico 13 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2018 em integridade de poço

Como o SGIP apresenta a mesma filosofia de gestão que o SGSO, os operadores *offshore* já apresentavam um sistema de gestão que facilita a adequação do novo regulamento. Entretanto, essa realidade não ocorre com os operadores de terra que utilizam uma resolução mais prescritiva e não utilizam integralmente os conceitos de gestão adotados pelos outros regulamentos.

Assim, os principais desafios que os operadores enfrentam para a implementação do SGIP são:

- Menor familiaridade dos operadores terrestres com resoluções baseadas em gestão quando comparados aos operadores marítimos;
- 94% dos poços registrados no banco de dados da ANP são de um único operador, resultando em um enorme quantitativo de poços que precisam ser mapeados para identificar se estão de acordo com a Resolução ANP nº 46/2016;
- Um robusto quantitativo de poços que estão em abandono temporário sem monitoramento (58% dos poços *offshore* e 37% dos poços *onshore* em abandono temporário). Assim, o operador deve criar um programa de monitoramento com uma frequência baseada em risco ou realizar uma intervenção nos poços caso o período de abandono temporário não monitorado seja superior a 3 anos, conforme o item 10.5.3.3.1 do SGIP;
- Os operadores apresentaram dificuldades em diagnosticar a integridade dos elementos críticos na fase de produção do poço. Adicionalmente, o item 11.3.1.2 do SGIP estabelece que os poços surgentes devem apresentar o DHSV (SSSV) como elemento de barreira, assim, o operador deve identificar os poços

surgentes sem DHSV (SSSV) ou com o dispositivo em falha para realizar intervenções nesses poços.

2.4. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS)

O Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS) foi estabelecido pela Resolução ANP nº 41, publicado de 09/10/2015, com o prazo de dois anos para as empresas operadoras adequarem os seus sistemas submarinos ao regulamento.

Resumidamente, o SGSS abrange os sistemas de coleta e escoamento da produção *offshore*, trechos submersos de dutos terrestres, umbilicais e unidades de processamento marinho. Estão fora do seu escopo as tubulações internas de unidades marítimas de perfuração e produção, mangotes, poços do sistema de coleta da produção, árvores de natal, *early production risers* e *risers* de produção com completação seca.

A situação geral dos sistemas submarinos no cenário brasileiro consiste em 20.000 km de dutos submarinos que, em sua maioria, são dutos flexíveis, e o restante são dutos rígidos. São, no total, 4 mil dutos que, em sua maioria, já apresentam mais de 20 anos de vida útil. Destes, 22,53% são oleodutos, 6,18% são gasodutos e 11,12% são linhas de injeção. Com relação ao *status* destes dutos, 52% estão em operação normal, 3% chegarão ao fim de sua vida útil em menos de 1 ano, 9% estão desativados temporariamente, 20% estão fora de operação e um total de 13% está operando em extensão de vida útil.

As fiscalizações do SGSS foram iniciadas em março de 2018, tendo sido realizadas três auditorias neste regulamento em 2018, que identificaram um total de 37 não conformidades. O Gráfico 14 exibe a distribuição destas não conformidades por item do regulamento.

Não conformidades por práticas de gestão em auditorias em sistemas submarinos (2018)

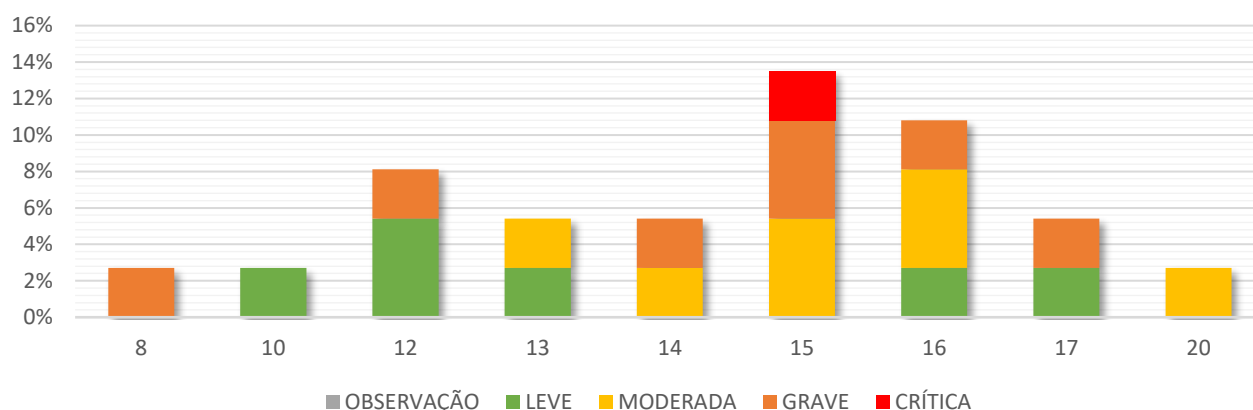


Gráfico 14 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2018 em sistemas submarinas

Considerando os desvios identificados até o momento, percebe-se grande concentração de não conformidades nos capítulos 23 (Gerenciamento da Integridade), 15 (Elementos Críticos de Segurança Operacional) e 16 (Análise de Riscos). Adicionalmente, em ativos com sistemas ou componentes operando além da vida de projeto, desvios críticos foram identificados no âmbito do capítulo 25 (Extensão de Vida Útil).

Como principais questões apontadas em auditoria, pode-se destacar:

- Falta de recursos para o gerenciamento dos sistemas submarinos;
- Operação de dutos além da vida útil calculada, sem avaliação de risco para respaldar a continuidade operacional;
- Falhas no programa de gerenciamento de integridade, tais como:
 - ausência de inspeções relevantes (medição de potencial eletroquímico, inspeção nos anulares de dutos flexíveis, inspeção entre o trecho entre o alcance do ROV e inspeção realizada por escalador, entre outros);
 - falta de qualidade nas inspeções;
 - pareceres técnicos incompletos;
 - falha no cumprimento de recomendações de inspeções;
 - falha no cumprimento do programa de gerenciamento da integridade para dutos fora de operação.
- Falha na identificação e gerenciamento de equipamentos críticos e trechos críticos de segurança operacional;
- Ausência ou atrasos em implementações de recomendações oriundas de análise de risco.

Nesse sentido, pode-se perceber que os Operadores dos sistemas submarinos têm demonstrado dificuldades na implementação de um sistema de gerenciamento de

segurança operacional adequado, embora o período de adequação da Resolução 41/2015 tenha finalizado em 2017.

Algumas hipóteses são levantadas para explicar esse baixo desempenho, a saber: (i) falta de investimento e disponibilização de recursos para gerenciamento dos sistemas submarinos; e (ii) falta de integração entre os sistemas de gestão, mais especificamente entre aquele aplicado para gerenciamento do *topside*, que possui maior maturidade e mais tempo de implementação, e aquele que se pretende desenvolver para o sistema submarino.

2.5. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural de Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI)

Os campos terrestres de produção de petróleo e gás podem ser auditados tanto quanto ao Regulamento Técnico do SGI (quando apresentam produção de óleo maior ou igual a 15 m³/dia e/ou produção de gás natural maior ou igual a 2.000 m³/dia) quanto ao SGSO, quando se tratar de Operador que já dispusesse de instalação marítima de produção e que portanto já dispusesse de um sistema de gestão em conformidade com as práticas do SGSO. Por esse motivo, as auditorias em campos terrestres verificam a conformidade e as não conformidades se distribuem entre estes dois regulamentos.

Em 2018 foram realizadas 9 auditorias em campos terrestres, que identificaram um total de 102 não conformidades. O Gráfico 15 exibe a quantidade de auditorias em campos terrestres realizadas por ano, bem como a média de não conformidades emitidas nestas auditorias, desde o ano de 2012.

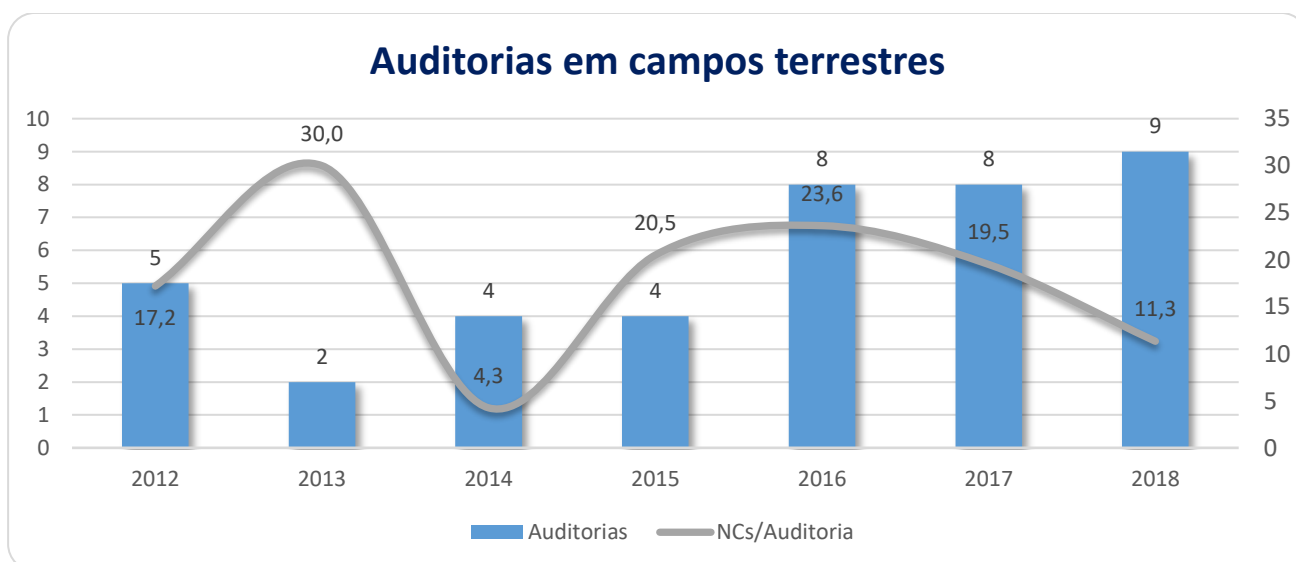


Gráfico 15 – Quantidade de auditorias realizadas em campos terrestres por ano e média de não conformidades por auditoria

Conforme pode ser observado no Gráfico 15, a quantidade de auditorias em campos terrestres tem aumentado desde 2013, atingindo seu maior valor no ano de 2018. Esta tendência de aumento na quantidade de auditorias realizadas por ano evidencia a preocupação da ANP em ampliar a taxa de cobertura das instalações terrestres de produção.

O Gráfico 16 e o Gráfico 17 apresentam, respectivamente, a distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias em campos terrestres realizadas em 2018 e o histórico de não conformidades por item do RTSGI, do SGSO e outros regulamentos e atos normativos, considerando a classificação de gravidade.

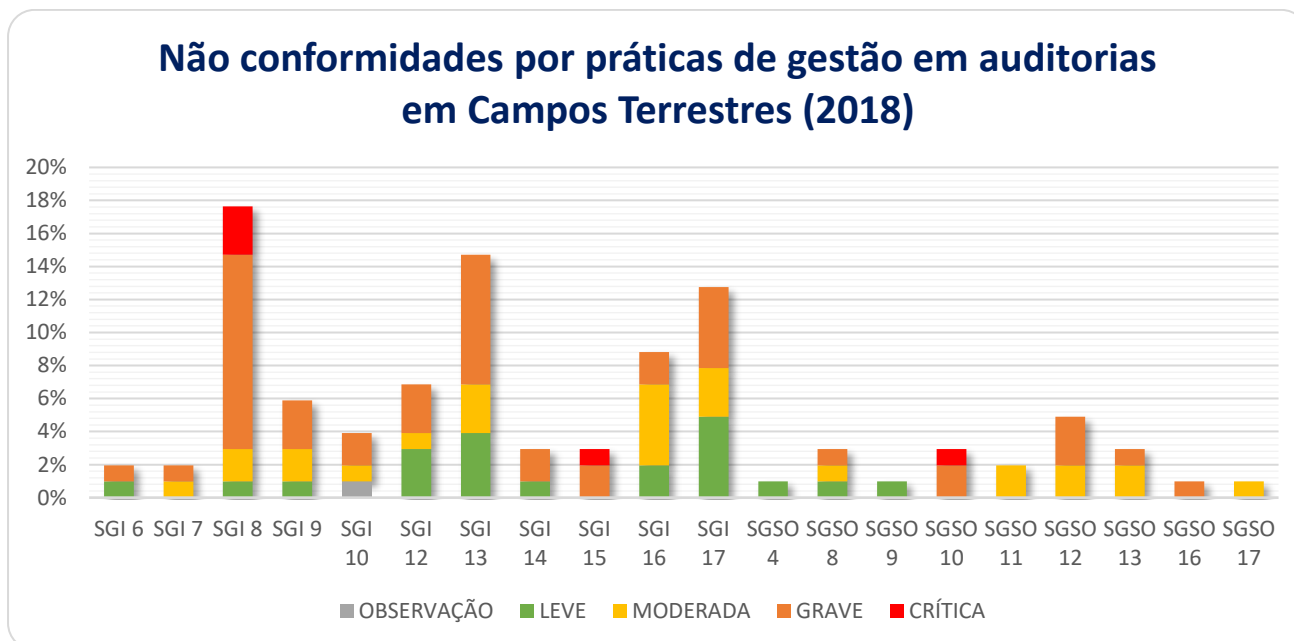


Gráfico 16 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2017 em campos terrestres

Como indica o Gráfico 16, em 2018 foram apontadas mais não conformidades nos requisitos 8 (Identificação e Análise de Risco), 13 (Construção e Montagem da Instalação), 17 (Operação e Processo) e 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações), que juntas correspondem a mais de 50% das não conformidades apontadas em 2018.

Não conformidades por práticas de gestão em auditorias em Campos Terrestres (histórico)

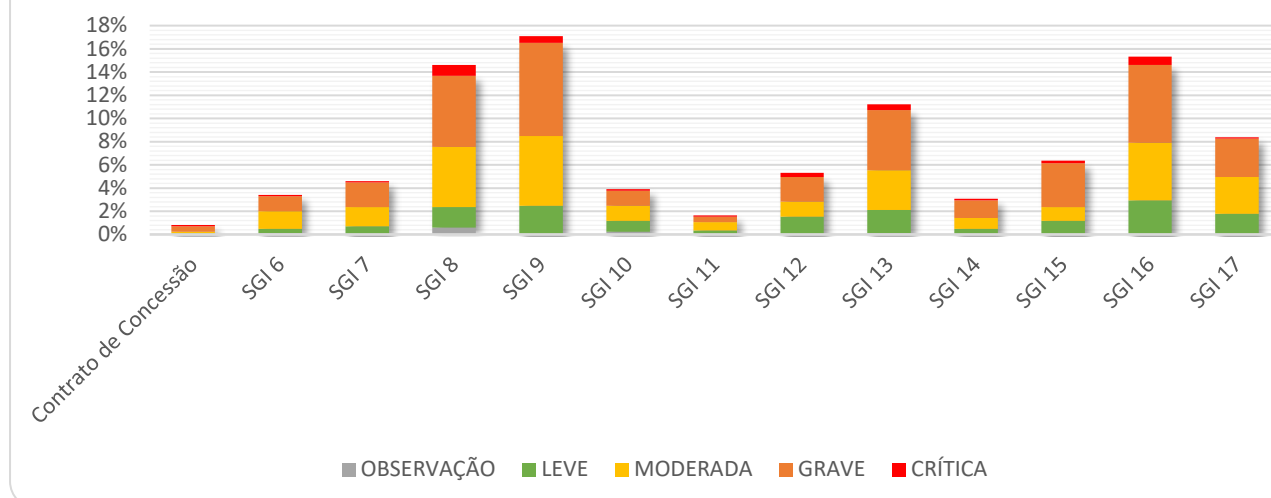


Gráfico 17 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de campos terrestres desde o ano de 2012

O Gráfico 17 apresenta a distribuição de não conformidades por requisito, prática de gestão do SGSO ou item do RTSGI, considerando sua classificação de gravidade, em auditorias realizadas desde 2012.

As práticas que apresentam historicamente o maior número de desvios são as de número 9 (Plano de Emergência), 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações), 8 (Identificação e Análise de Riscos), e 13 (Construção e Montagem da Instalação).

O item 8 é o que apresenta a maior quantidade de não conformidades críticas dentre os requisitos estabelecidos para os campos terrestres.

Em 2018 foram lavradas 5 não conformidades críticas durante as auditorias realizadas em campos terrestres. A distribuição destas não conformidades por prática de gestão se encontra na Tabela 1 abaixo.

Tabela 2 – Quantidade de não conformidades críticas por prática de gestão apontadas em auditorias de campos terrestres em 2018

Prática de Gestão	Quantidade de não conformidades críticas emitidas em 2018
SGI 8 – Identificação e Análise de Riscos	3
SGI 15 – Inspeção de Equipamentos e Tubulações	1
SGSO 10 – Projeto, Construção, Instalação e Desativação	1

O Gráfico 18 indica a diminuição em relação aos anos anteriores da quantidade de não conformidades aplicadas por auditoria em 2018.

Evolução das não conformidades por auditoria em campos terrestres

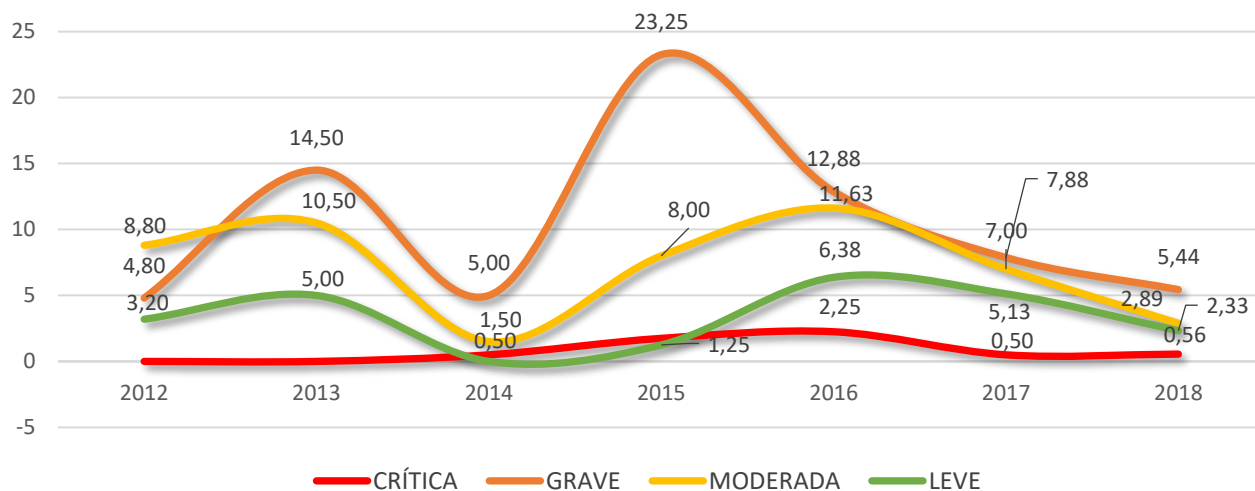


Gráfico 18 – Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de campos terrestres por gravidade

3. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS – RESULTADOS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADOS PELOS AGENTES REGULADOS

As informações sobre os incidentes comunicados nos termos da Resolução ANP nº 44/2009 são analisadas pela equipe da SSM de forma a identificar tendências e oportunidades de melhoria, tanto por parte da indústria, quanto no escopo regulatório da ANP.

O Gráfico 19 apresenta a evolução da quantidade de comunicados de incidentes⁵ recebidos pela ANP relativos a instalações de exploração e produção, de 2012 até 2018, classificados como (i) acidentes (ii) ou quase acidentes.

⁵ Os eventos que eram considerados comunicáveis pela revisão anterior do Manual de Comunicação de Incidentes, mas que foram retirados na revisão atual do manual, não são exibidos em nenhuma destas duas categorias, sendo os responsáveis pela diferença entre a quantidade total de comunicados e a soma dos comunicados relativos a quase acidentes e acidentes.

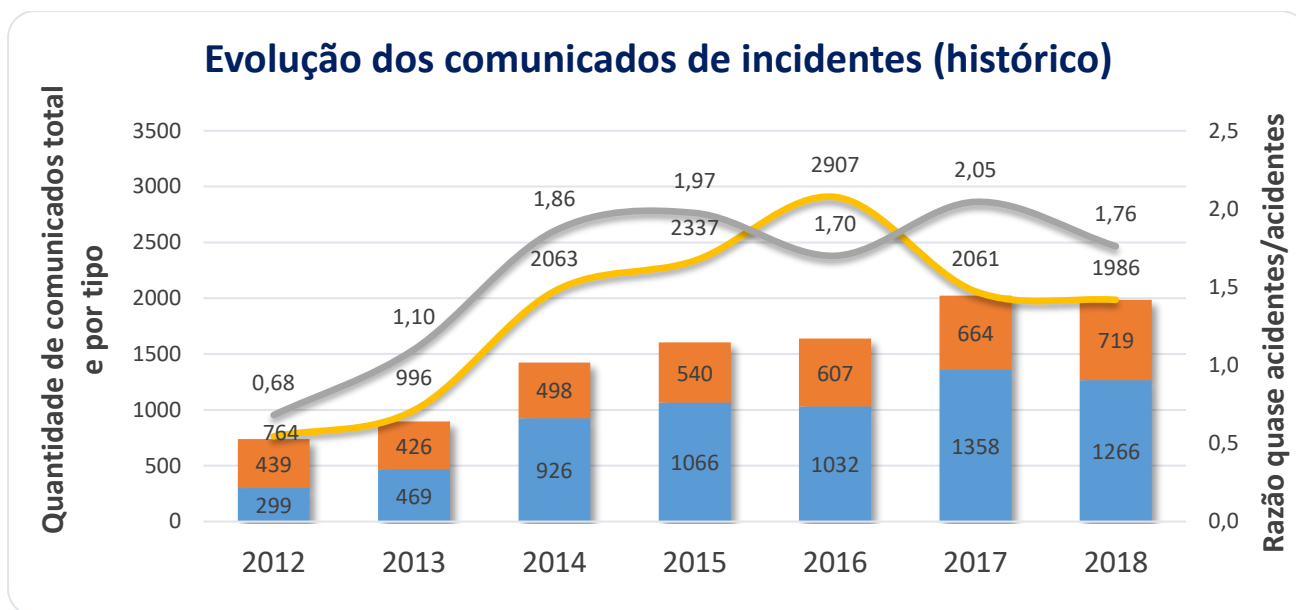


Gráfico 19 - Evolução da quantidade de comunicados de incidentes desde 2012

Como é possível observar no Gráfico 19, em 2012 foram comunicados mais eventos relativos a acidentes do que relativos a quase acidentes, numa proporção de 0,68 quase acidente para cada acidente comunicado. A proporção entre quase acidentes e acidentes comunicados aumentou ano após ano.

Este fato não deve ser interpretado como indicativo do aumento na ocorrência de quase acidentes, mas sim como aumento da comunicação destes nas diferentes atividades desempenhadas no desenvolvimento do Regime de Segurança.

A diferença entre a quantidade de comunicados e a soma dos eventos classificados como quase acidentes e acidentes se deve a comunicados relativos a tipologias de incidentes que foram excluídas na revisão 3 do Manual de Comunicação de Incidentes, e por este motivo não são mais acompanhadas como quase acidentes ou acidentes conforme a classificação atual.

3.1. Atividades marítimas

Nesta seção são exibidos os principais dados referentes aos incidentes ocorridos em instalações marítimas de exploração e produção, na forma de taxas que correspondem à quantidade de ocorrências do incidente dividida por uma grandeza representativa do nível de atividades da indústria que pode ser relacionada àquele tipo de incidente.

Escolheu-se exibir os incidentes na forma de taxas, em vez de exibir suas quantidades absolutas, pois essa forma de análise considera a variação no nível de atividade da indústria, possibilitando depreender se o aumento ou diminuição da incidência de determinado tipo de incidente foi proporcional ao aumento ou diminuição do nível de atividades. Esta forma

de exibição também permite realizar comparações com *benchmarks* internacionais, relativos a países com níveis de atividades significativamente diferentes do cenário brasileiro.

Os *benchmarks* de taxas de incidentes utilizados neste relatório foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF (*International Regulators Forum*)⁶ em seu Projeto de Acompanhamento de Desempenho, e são referentes aos dados do Reino Unido, Estados Unidos, Austrália e Noruega, para os anos de 2012 a 2018.

A Tabela 3 abaixo apresenta os tipos de incidentes que foram analisados, bem como a grandeza representativa do nível de atividades que é utilizada para a normalização dos dados.

Tabela 3 – Tipos de incidentes e grandezas relativas ao nível de atividades utilizadas para normalizar os dados

Tipo de incidente	Dados normalizados por
Fatalidades	Milhão de horas trabalhadas
Ferimentos graves	
Perda de contenção significativa de gás inflamável	Produção de gás em milhão de barris de óleo equivalentes
Perda de contenção maior de gás inflamável	
Abalroamento significativo	Quantidade de instalações
Abalroamento maior	
Incêndio significativo	
Incêndio maior	
Perda significativa de controle de poço	Quantidade de atividades relacionadas a poços
Perda maior de controle de poço	

Nos gráficos a seguir, serão apresentadas as taxas relativas a cada tipo de acidente analisado, para o período de 2012 a 2018, comparadas aos valores de *benchmark*. Os valores de referência obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF foram apresentados na forma de uma faixa, englobando os valores mínimos e máximos das taxas dos países de referência, entre os anos de 2012 a 2018.

O FAR (*Fatal Accident Rate*) é um parâmetro internacionalmente utilizado e considera as fatalidades comunicáveis à ANP⁷ ocorridas em instalações de exploração e produção *offshore* (plataformas, sondas e dutos marítimos). Os dados são exibidos na forma de taxas que correspondem à quantidade de fatalidades por cada cem milhões de horas trabalhadas:

⁶ O IRF, do qual o Brasil é participante, consiste em um fórum internacional de órgãos reguladores das atividades de petróleo *offshore*.

⁷ Fatalidades comunicáveis à ANP são os óbitos decorrentes de incidentes ocorridos na operação da instalação ou da queda de helicópteros de transporte de pessoal desde que ocorram em até um ano da data do incidente. São excluídos destes eventos os óbitos ocorridos por causas naturais e em acidentes de trânsito terrestre. As fatalidades não incluem as ocorrências ocasionadas por doenças profissionais, mortes naturais, desaparecimentos ou suicídios ocorridos nas instalações *offshore*.

$$\text{FAR} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de fatalidades}}{\text{N}^\circ \text{ de horas trabalhadas no período}} \times 10^8$$

Os valores de referência relativos às instalações de exploração e produção *offshore* foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF (*International Regulators Forum for Offshore Safety*) em seu Projeto de Medição de Desempenho. O Gráfico 20 apresenta o FAR das atividades *offshore* no Brasil de 2012 a 2018, comparado com o índice apurado com os dados de Reino Unido, Estados Unidos e Noruega, países de referência e com nível de atividades comparáveis ao Brasil⁸. No período analisado, as taxas se encontram dentro da faixa de referência, tendo apresentado um aumento súbito em 2015. Neste ano, a taxa de fatalidades se aproximou do limite superior de controle devido a um único evento (FPSO Cidade de São Mateus) que ocasionou todas as nove fatalidades ocorridas no ano.

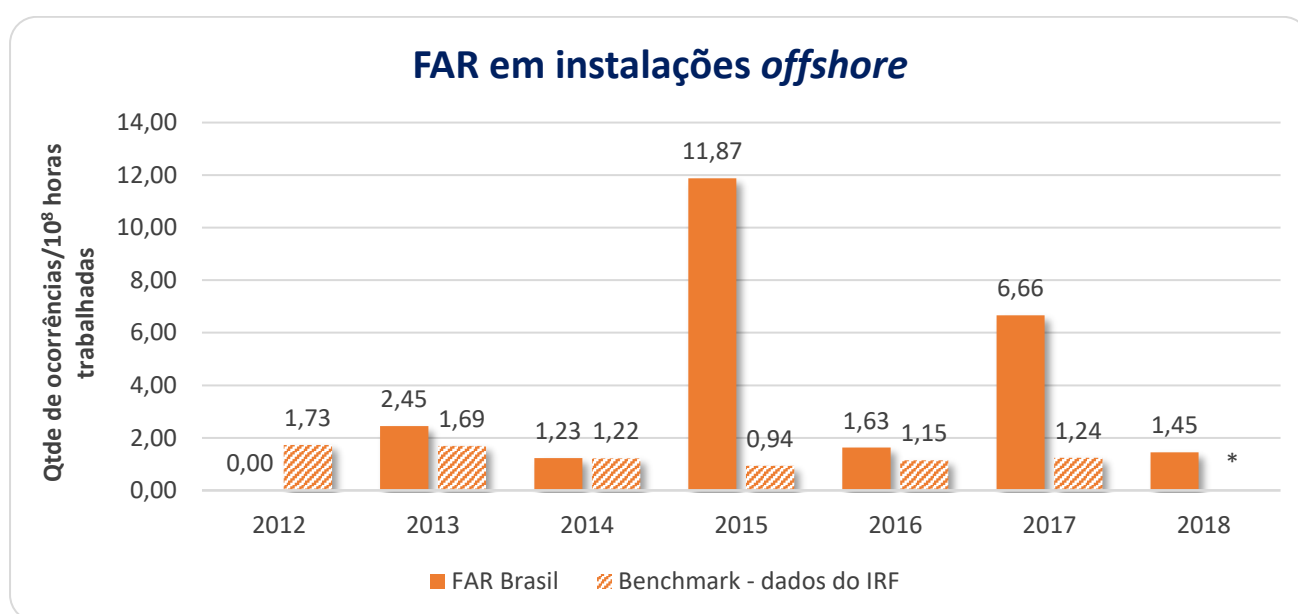


Gráfico 20 – FAR em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

Analogamente ao conceito de FAR, o Gráfico 21 mostra a taxa de ferimentos graves, referente à quantidade de colaboradores feridos gravemente por cada milhão de horas trabalhadas em instalações *offshore*. Tais taxas apresentaram aumento de 2012 a 2015. Em 2016, a taxa diminuiu sensivelmente em relação ao ano anterior e em 2017 voltou a subir.

⁸ Os dados dos países de referência relativos a 2018 ainda não se encontram disponíveis.

Ferimentos graves em instalações offshore

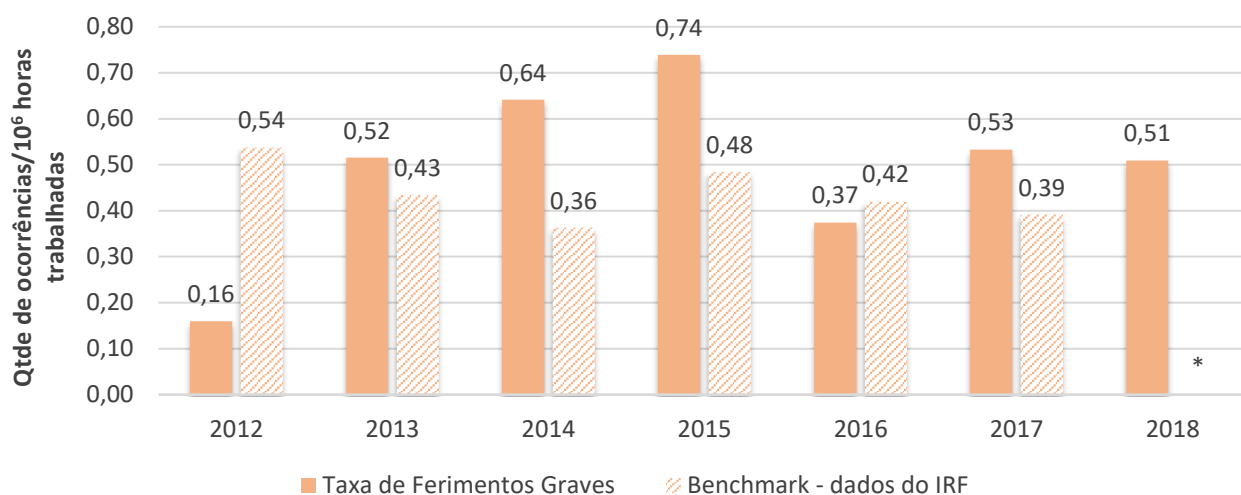


Gráfico 21 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

O Gráfico 22 ilustra as taxas de perda de contenção significativa de gás inflamável⁹ nas instalações analisadas. Em todos os anos do período analisado exceto em 2017 (quando não foi registrado este tipo de incidente em instalações offshore) a taxa apresentou valor acima do benchmark utilizado.

Perdas de contenção significativas de gás inflamável em instalações offshore

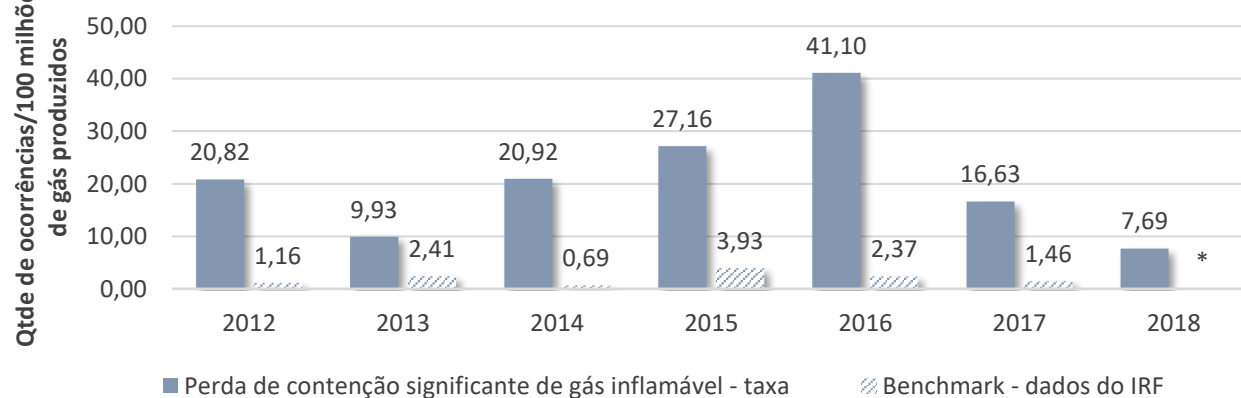


Gráfico 22 – Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

⁹ **Perda de contenção significativa de gás inflamável** é qualquer liberação de gás inflamável que atenda ao menos uma das seguintes condições:

- a) Taxa de liberação entre 0,1 kg.s-1 e 1 kg.s-1, com duração entre 2 e 5 minutos;
- b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s-1, com liberação de uma massa total entre 1 e 300 kg durante todo o evento.

As taxas de perdas de contenção maiores¹⁰ de gás inflamável são mostradas no Gráfico 23 abaixo. As taxas apresentaram aumento de 2012 a 2015. Em 2016, houve sensível redução da taxa de perdas de contenção maiores de gás inflamável, apesar de não ter sido suficiente para reduzir o valor a um patamar localizado dentro da faixa de *benchmark*, com posterior aumento em 2017.

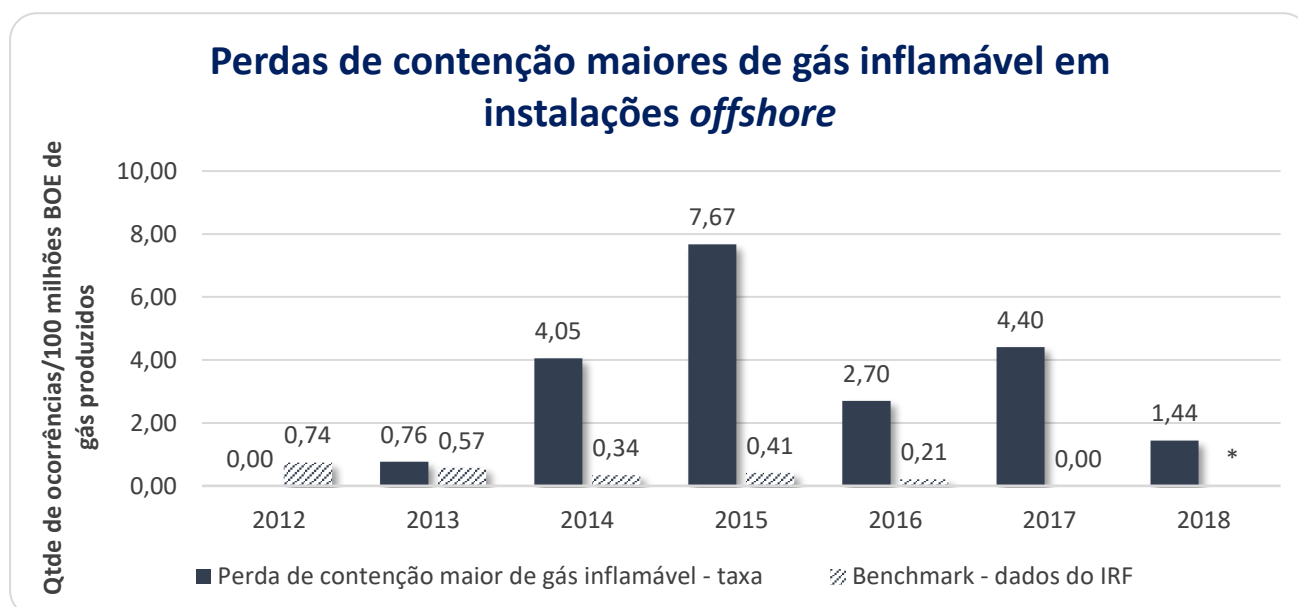


Gráfico 23 – Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

Como pode ser concluído, ao se comparar os gráficos correspondentes, as taxas de perdas de contenção significativa são superiores às taxas de perda de contenção maior em todos os anos do período analisado, conforme esperado (uma vez que o evento de perda de contenção maior é um evento de maior gravidade, espera-se que ocorra em menor frequência). Esta tendência de ocorrência em menor frequência de eventos com maior gravidade pode ser observada também nos valores de referência: a quantidade de eventos de perda de contenção significativa é em média correspondente ao quádruplo da quantidade de eventos de perda de contenção maior.

¹⁰ **Perda de contenção maior de gás inflamável** é qualquer liberação de gás inflamável que atinja ao menos uma das seguintes condições:

- a) Taxa de liberação maior que 1 kg.s-1 com duração superior a 5 minutos; e/ou
- b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s-1, com a liberação de uma massa total maior do que 300 kg durante todo o evento.

Os eventos de abaloamento também estão alinhados a esta tendência. Enquanto há eventos de abaloamento significativo¹¹ comunicados à ANP, não há registros de abaloamentos maiores em instalações de exploração e produção atuando no Brasil. O Gráfico 24 apresenta a variação nas taxas de abaloamentos significantes em instalações de exploração e produção.

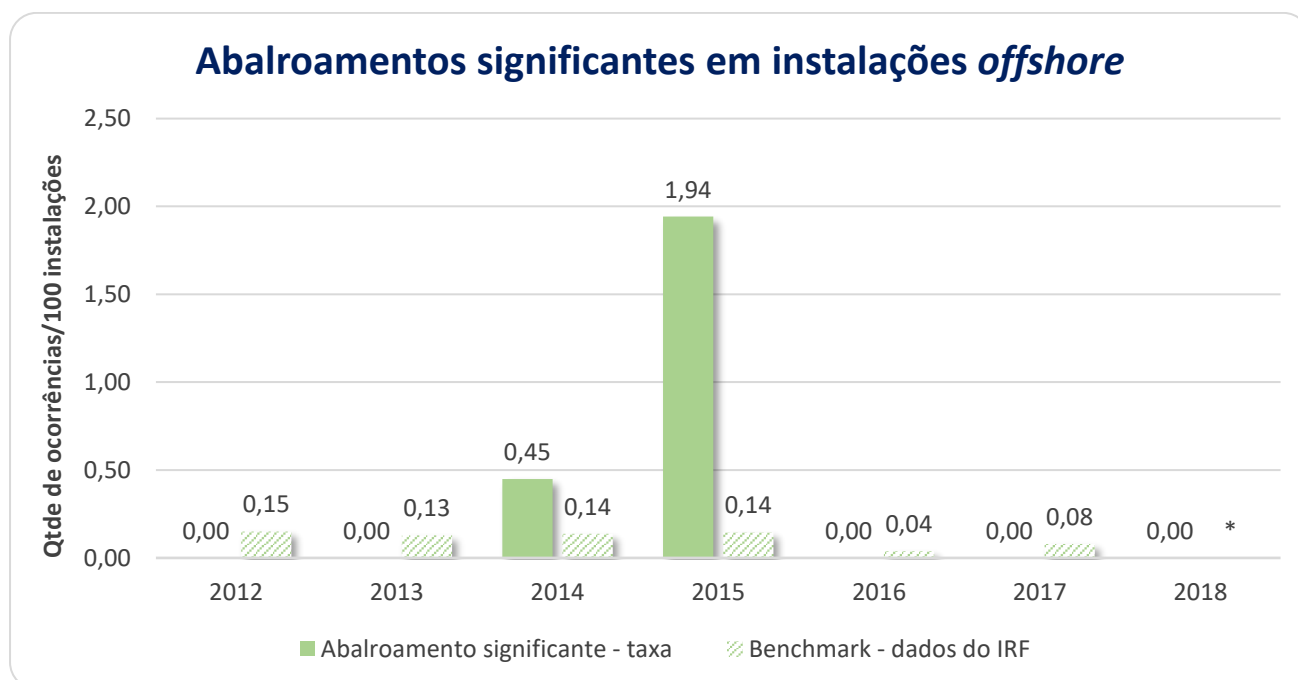


Gráfico 24 – Taxas de abaloamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

Conforme pode ser observado no gráfico acima, no período analisado quando há abaloamentos significantes, as taxas correspondentes se situam acima dos valores de *benchmark*. Destaca-se que não houve ocorrências reportadas deste tipo de incidente nos anos de 2012, 2013, 2016, 2017 e 2018.

A seguir, serão avaliados os eventos de incêndio. Além dos eventos de incêndio significativo e incêndio maior, os quais são monitorados pelo IRF, também serão

¹¹ **Abaloamento Significante** é qualquer abaloamento entre instalações *offshore*, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma Instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

Abaloamento Maior é qualquer abaloamento entre instalações, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma instalação offshore que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

apresentadas as taxas relativas aos eventos de princípio de incêndio¹², tipo de incidente não monitorado pelo IRF.

O Gráfico 25 apresenta a variação nas taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção. Como pode ser observado, as taxas apresentaram seu menor valor em 2013, aumentando de forma praticamente linear até 2016, tendo apresentado tendência de queda posteriormente.

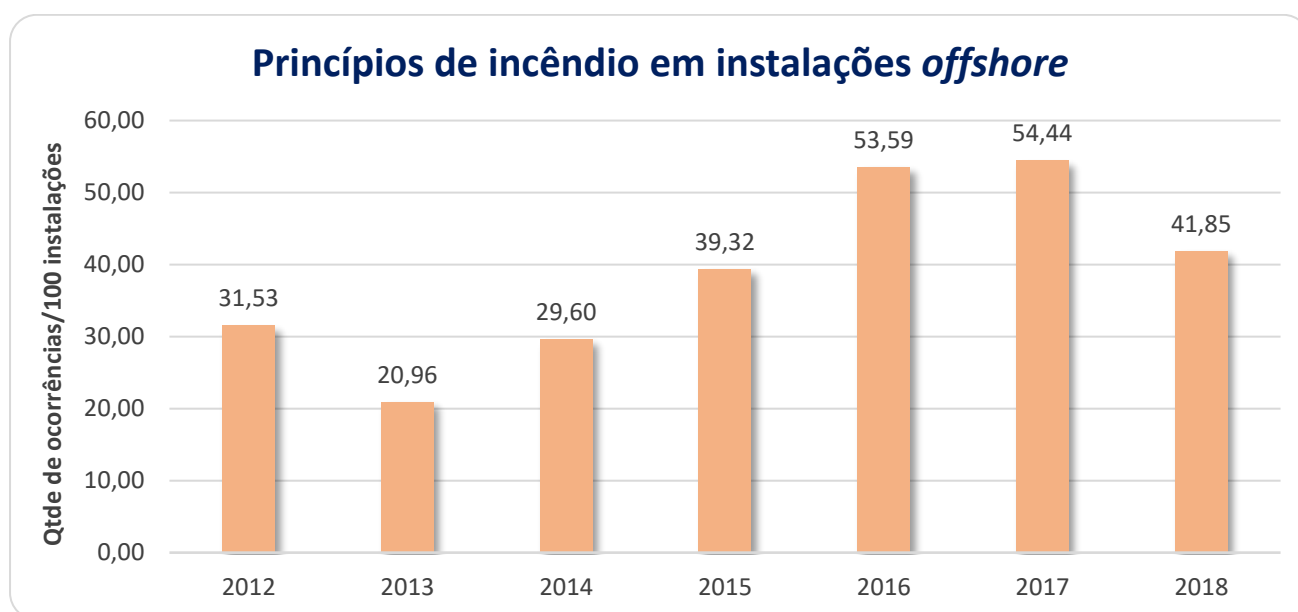


Gráfico 25 – Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

As taxas de incêndios significantes, apresentadas no Gráfico 26 oscilaram entre o valor máximo no ano de 2014 e valor nulo nos anos de 2012, 2015 e 2018.

¹² **Princípio de Incêndio** é qualquer incêndio que tenha sido debelado ou interrompido de forma que não tenha causado danos que o qualifiquem como Incêndio Maior ou Significante.

Incêndio Significante é qualquer incêndio que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

Incêndio Maior é qualquer incêndio que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma Instalação que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

Incêndios significantes em instalações offshore

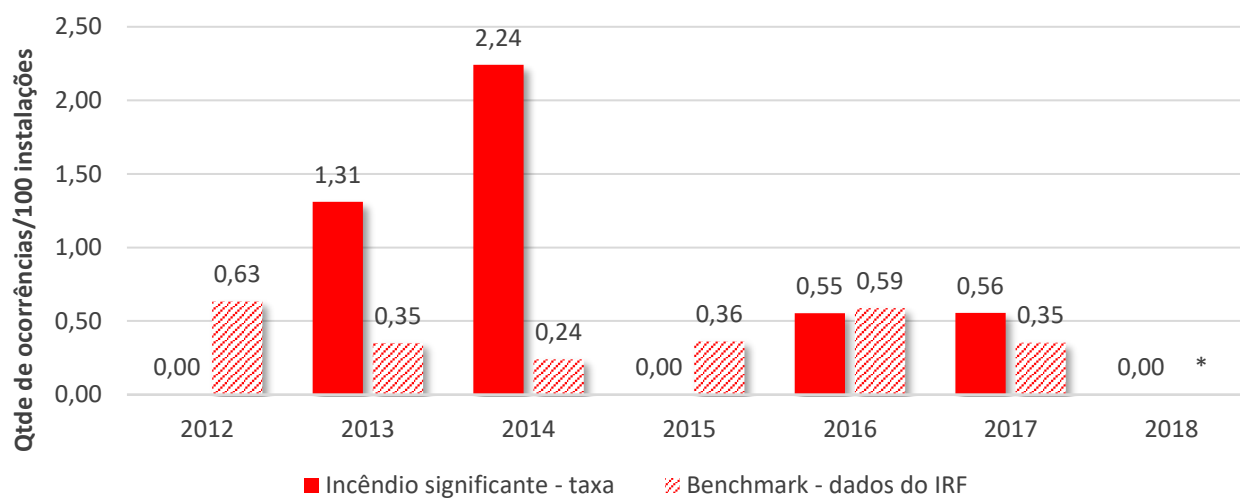


Gráfico 26 – Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

O Gráfico 27 abaixo mostra as taxas de incêndios maiores. O único ano com ocorrência de incêndios maiores foi o ano de 2013. É importante ressaltar que, neste ano, houve uma única ocorrência de evento de incêndio maior (incêndio na plataforma P-20). Logo, o valor do limite superior da faixa de controle (0,31 incêndios a cada 100 instalações), é ultrapassado com apenas uma ocorrência de incêndio maior, considerando um universo de menos de 320 instalações. Uma vez que a quantidade de instalações de exploração e produção no ano de 2013 foi de 234 instalações, ultrapassou-se o limite superior da faixa de controle neste ano com apenas uma ocorrência de incêndio maior.

Incêndios maiores em instalações offshore

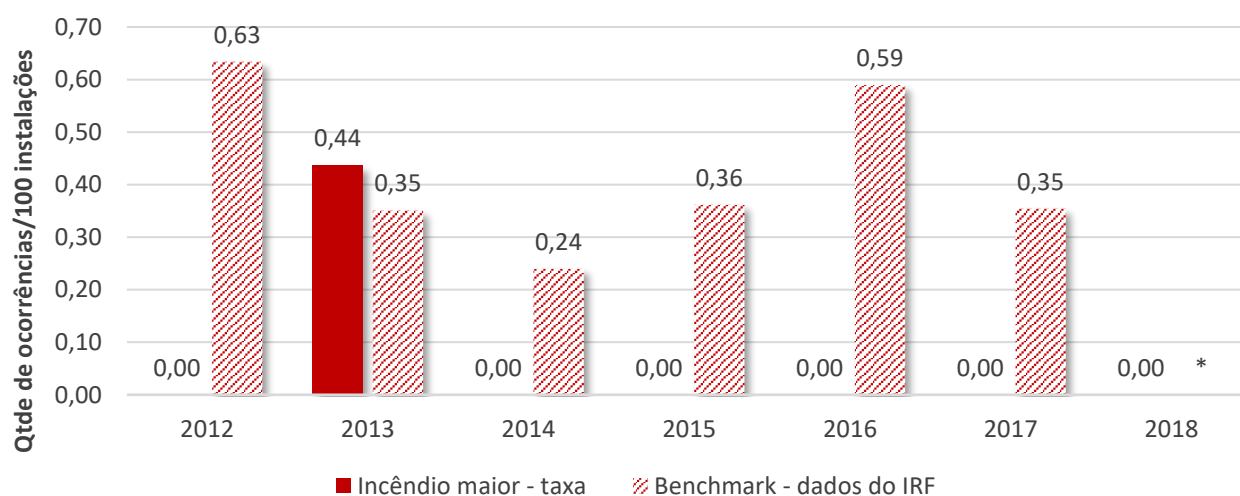


Gráfico 27 – Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

A seguir são exibidos alguns gráficos relativos a incidentes que passaram a ser produzidos e acompanhados mais recentemente pela ANP, e divulgados na seção de indicadores de Segurança Operacional do site da ANP¹³.

O Gráfico 28 abaixo apresenta a distribuição das taxas de incidentes por milhão de horas trabalhadas em instalações offshore, divididas por classificação de gravidade dos incidentes¹⁴.

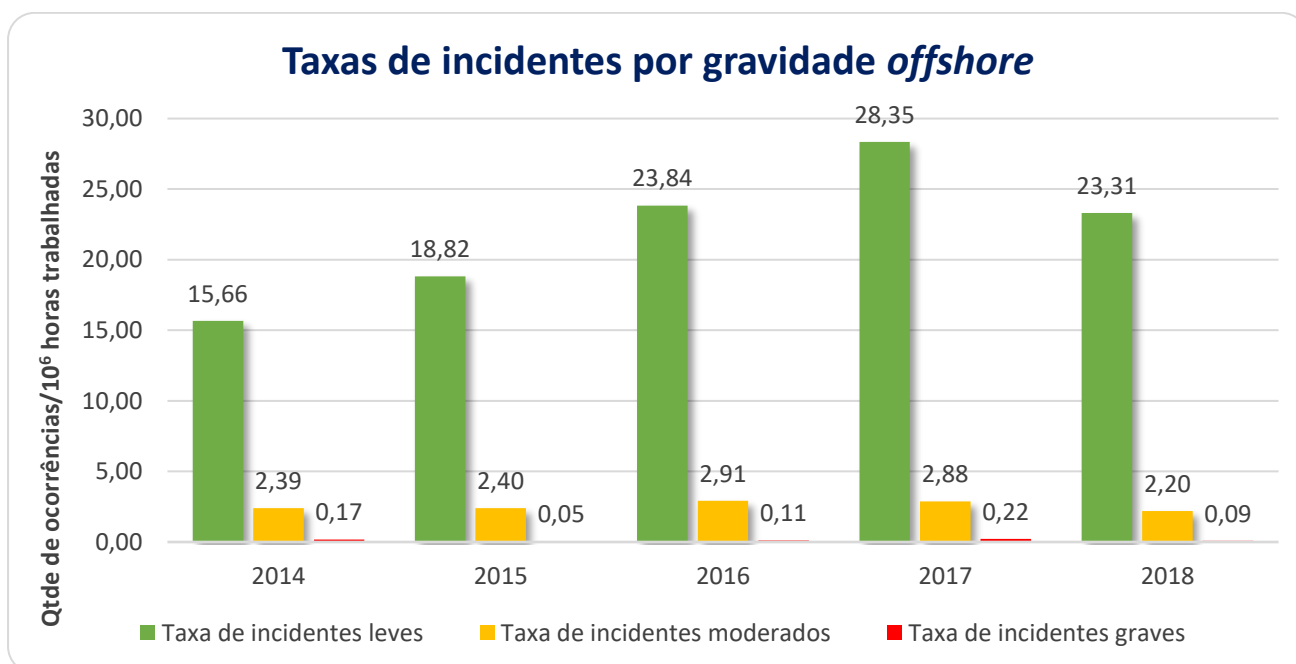


Gráfico 28 – Quase acidentes e acidentes comunicados relativos a atividades de exploração e produção terrestres entre 2012 e 2018

Outro indicador de Segurança Operacional que passou a ser acompanhado e divulgado recentemente trata-se do Índice de Eventos de Segurança de Processo. A classificação dos dados é fundamentada na norma internacional API RP 754, que classifica incidentes do tipo “perda de contenção” (TIER)¹⁵, conforme figura abaixo.

¹³ <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/dados-de-desempenho/indicadores-de-desempenho>

¹⁴ A classificação de gravidade vigente dos incidentes definidos por meio do Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção Rev. 3 foi estabelecida por meio da Nota Técnica nº 069/SSM/2018, disponível no site da ANP em:

[http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO E PRODUCAO DE OLEO E GAS/Seguranca Operacional/procedimentos/NT_069_SSM.pdf](http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Seguranca_Operacional/procedimentos/NT_069_SSM.pdf)

¹⁵ TIER: palavra inglesa que significa “categoria”. Uma divisão de categorias por numeração de 1 a 4, sendo a 1 a de maior relevância, é estabelecida na norma API RP 754.

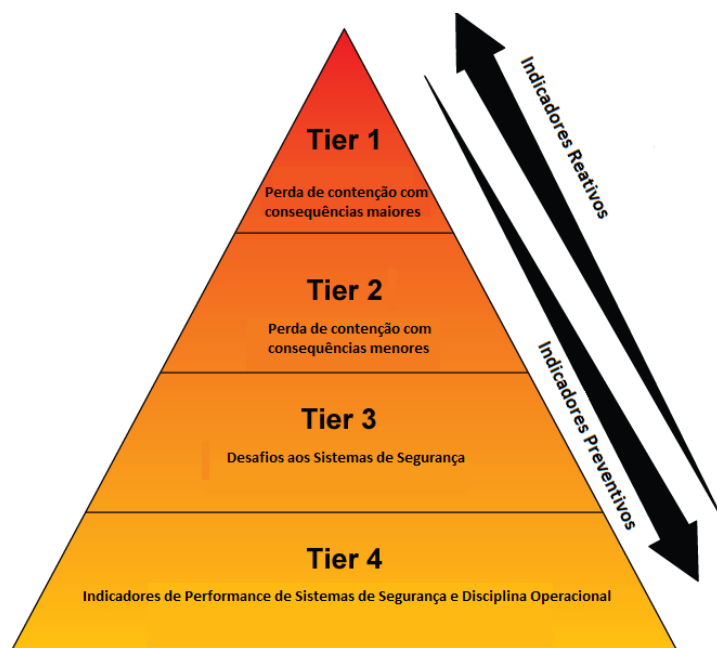


Figura 1 – Classificação dos eventos de segurança de processo conforme API 754

Os incidentes classificados como TIER 1 e TIER 2 nos termos da norma API RP 754 são recebidos pela ANP através das tipologias informadas nos Comunicados Iniciais de Incidentes (CI), conforme a Resolução ANP nº 44/2009 e o Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção (MCI). Já os incidentes categorizados como TIER 3 e TIER 4 não fazem parte do escopo de incidentes comunicáveis à ANP, portanto, não são aqui apresentados.

Entretanto, através dos regulamentos de Segurança Operacional e Meio Ambiente, os Agentes regulados são responsáveis por estabelecer critérios de registro, investigação e análise de desempenho tanto para os incidentes comunicáveis à ANP, como para os demais eventos registráveis apenas no âmbito destas empresas. A adequação das empresas na aplicação destes requisitos é verificada periodicamente através das auditorias da ANP.

A Tabela 4

Tabela 4 abaixo indica a correlação entre as tipologias existentes no Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção (MCI) e os critérios de TIER 1 e TIER 2 da API RP 754:

Tabela 4 – Correlação entre as tipologias existentes no MCI e os critérios de TIER 1 e TIER 2 da API RP 754

Tier 1	Tier 2
Perda de contenção primária maior de óleo Perda de contenção maior de gás inflamável Perda de contenção de H2S Explosão de atmosfera explosiva Explosão mecânica Incêndio maior Incêndio significativo	Perda de contenção primária significativa de óleo Perda de contenção significativa de gás inflamável

Os dados contidos no Gráfico 29 abaixo são exibidos na forma de taxas que correspondem à quantidade de eventos TIER 1 e TIER 2 por cada milhão de horas trabalhadas. Internacionalmente esta taxa é conhecida como PSER – *Process Safety Event Rate*.

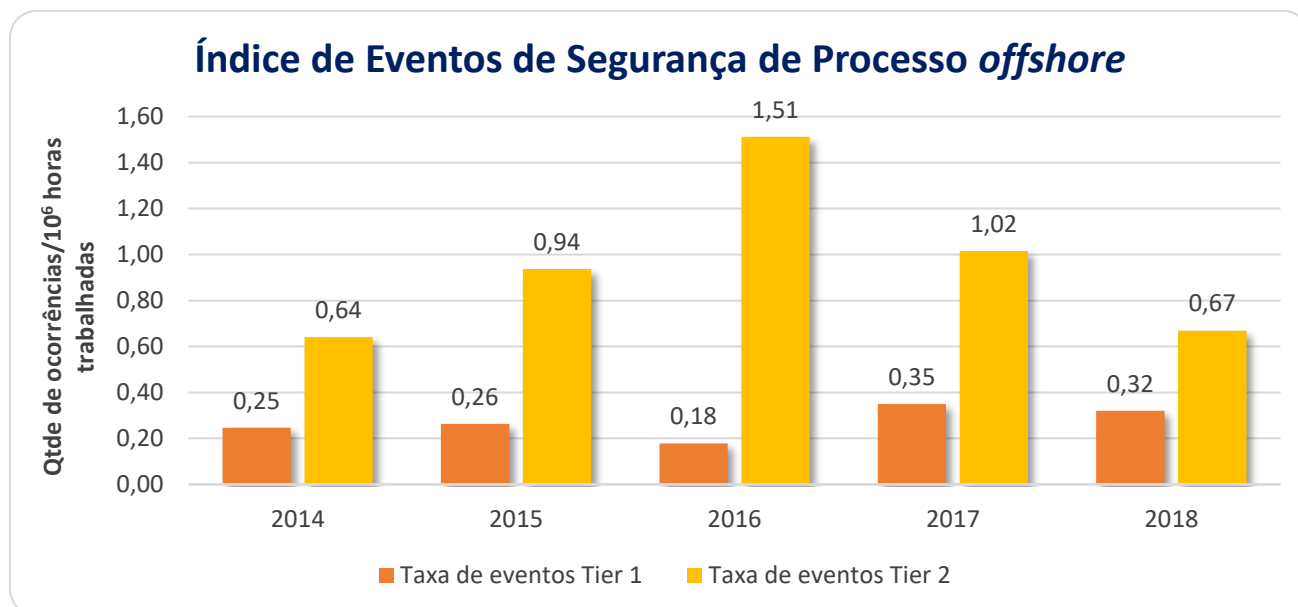


Gráfico 29 – Índice de Eventos de Segurança de Processo *offshore* entre 2012 e 2018

Além dos indicadores exibidos acima, motivada pela percepção de que houve um aumento significativo nos eventos com descarga de óleo no mar, a SSM passou a produzir o indicador de volume de óleo descarregado, dividido pelo volume da produção, exibido no gráfico abaixo.



Gráfico 30 – Volume de óleo descarregado por óleo produzido *offshore* entre 2012 e 2018

3.2. Atividades terrestres

Neste capítulo, serão expostos os principais indicadores gerados para acompanhamento dos incidentes ocorridos em atividades de exploração e produção terrestres, em campos de produção, dutos e sondas terrestres.

A principal discrepância entre a comunicação de incidentes nos ambientes marítimo e terrestre é o volume de comunicados: enquanto para atividades *offshore* foram realizadas mais de 1700 comunicações de incidentes em 2018, para atividades terrestres no mesmo ano foram realizadas menos de 300 comunicações, ou seja, o universo de comunicados terrestres é de aproximadamente 15% dos comunicados relativos a atividades marítimas.

O Gráfico 31 exibe as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas comunicados para a ANP relativas a instalações terrestres entre os anos de 2012 e 2018.

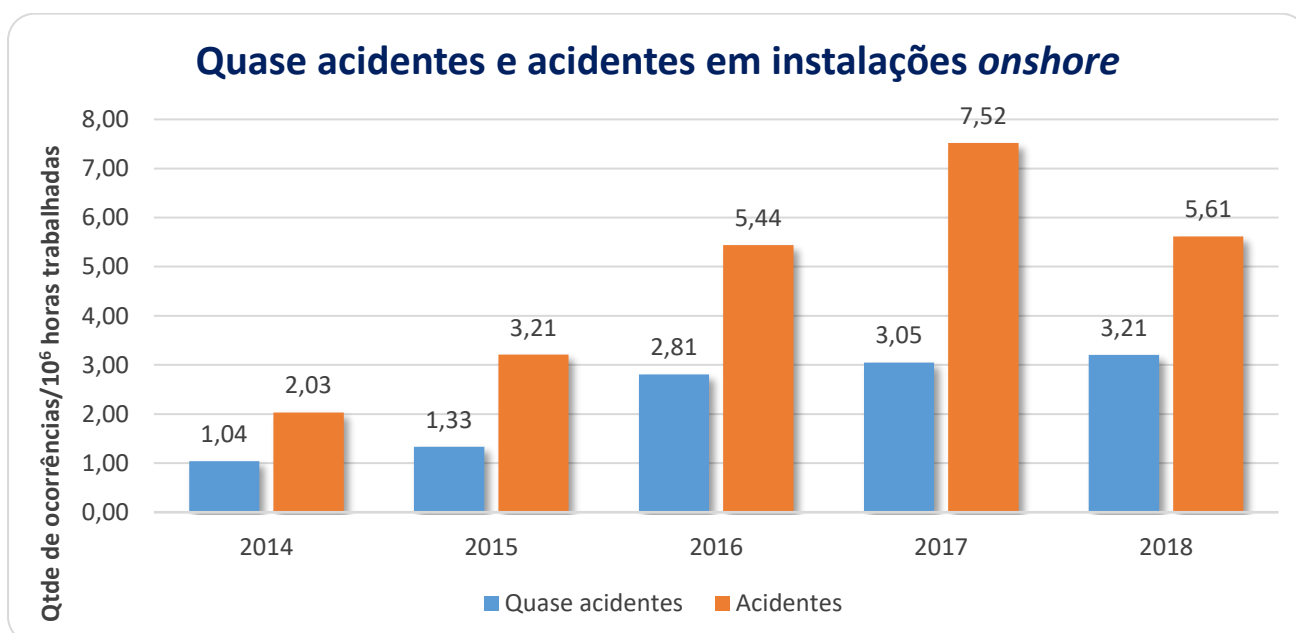


Gráfico 31 – Quase acidentes e acidentes comunicados relativos a atividades de exploração e produção terrestres entre 2012 e 2018

Como pode ser visualizado no gráfico acima, foram realizados mais comunicados relativos a eventos de acidentes do que eventos de quase acidentes, em todos os anos do período analisado, diferentemente do ocorrido nas unidades *offshore*.

Conforme mencionado anteriormente os quase acidentes, de maneira geral, tratam-se de eventos precursores de acidentes, ou seja, eventos que possuem potencial para escalonamento e se tornarem eventos de dano (acidentes) em caso de falha em uma ou mais barreiras de segurança e, portanto, é esperado que ocorram em maior quantidade do que os acidentes. Portanto, os dados disponíveis levam à conclusão sobre a necessidade de

aprimoramento do processo de comunicação de incidentes em instalações terrestres, de modo a ampliar a confiabilidade da base de dados para que sejam realizadas análises mais detalhadas.

O aumento nas taxas de acidente e quase acidentes ao longo do tempo, por sua vez, é indicativo de que a subnotificação tende a diminuir como efeito das ações empregadas pela SSM para aumentar a adesão dos operadores terrestres aos regulamentos de segurança.

De forma análoga ao apresentado para os incidentes em ambiente marítimo, os dados relativos aos incidentes ocorridos em ambiente terrestres serão apresentados na forma de taxas, correspondentes à quantidade de ocorrências do incidente dividida por uma grandeza representativa do nível de atividades da indústria que pode ser relacionada àquele tipo de incidente. Como o IRF monitora apenas os dados relativos a instalações *offshore*, para as instalações terrestres será utilizado como benchmark a taxa gerada com as informações de incidentes reportados pelo IOGP, quando estiverem disponíveis. O IOGP (*International Association of Oil & Gas Producers*) congrega informações relativas a operadores que atuam tanto no ambiente marítimo quanto no terrestre, portanto, estes dados são mais adequados para fins de comparação.

O Gráfico abaixo apresenta o FAR das atividades *onshore* no Brasil de 2014 a 2018, comparado com o índice apurado com os dados do IOGP. No período analisado, as taxas se encontram comparáveis aos valores de referência, exceto no ano de 2017.

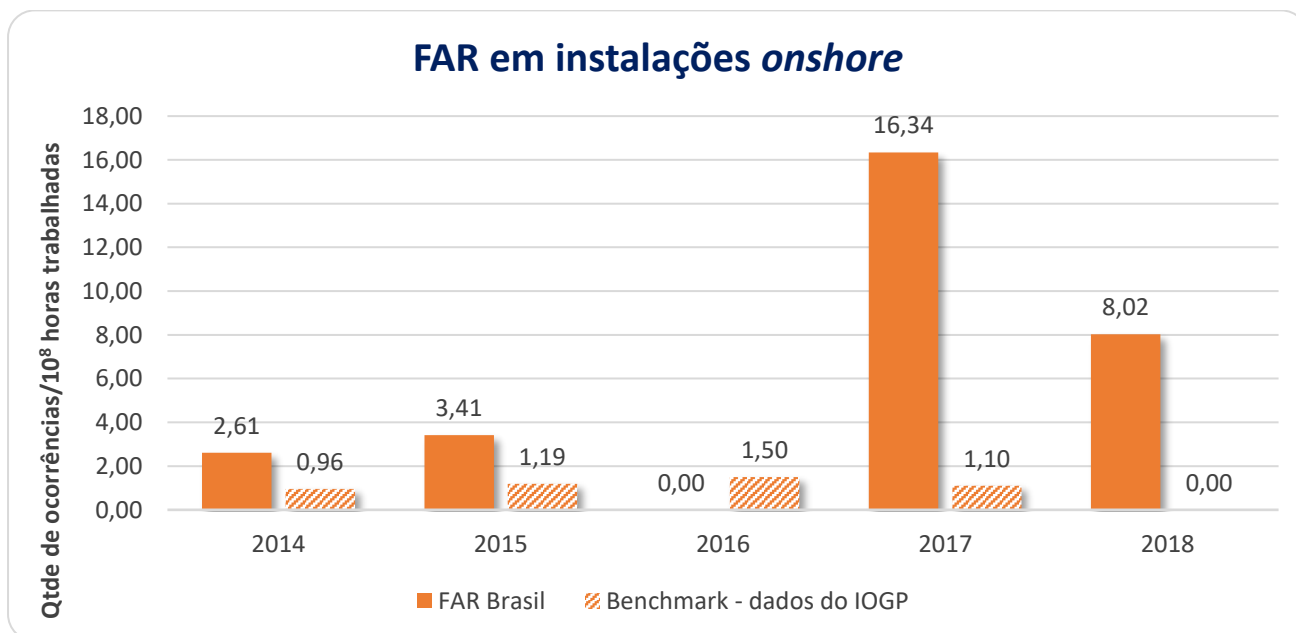


Gráfico 32 – FAR em instalações de exploração e produção onshore de 2014 a 2018

O Gráfico 33 mostra a taxa de ferimentos graves em instalações *onshore*:

Ferimentos graves em instalações offshore

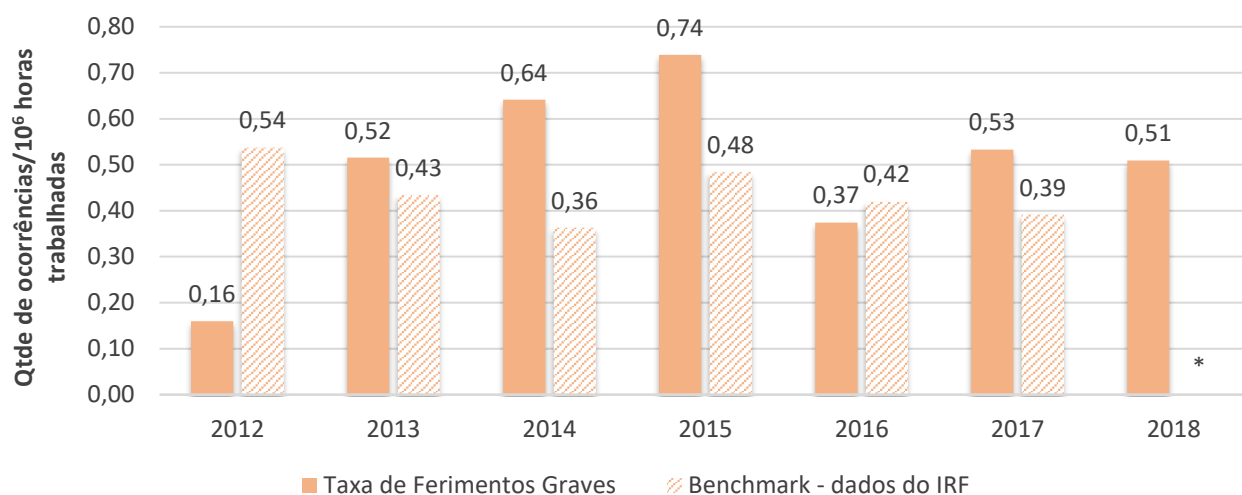


Gráfico 33 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

O Gráfico 34 abaixo apresenta a distribuição das taxas de incidentes por milhão de horas trabalhadas em instalações offshore, divididas por classificação de gravidade dos incidentes.

Taxas de incidentes por gravidade onshore

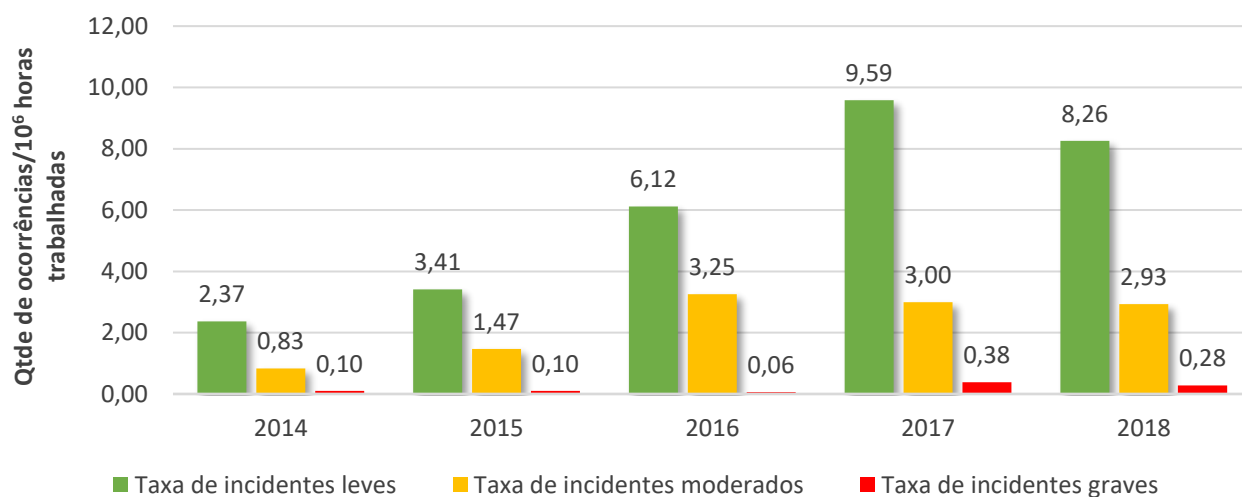


Gráfico 34 – Quase acidentes e acidentes comunicados relativos a atividades de exploração e produção terrestres entre 2012 e 2018

O Índice de Eventos de Segurança de Processo em atividades terrestres entre 2012 e 2018 encontra-se no gráfico abaixo:

Índice de Eventos de Segurança de Processo *onshore*

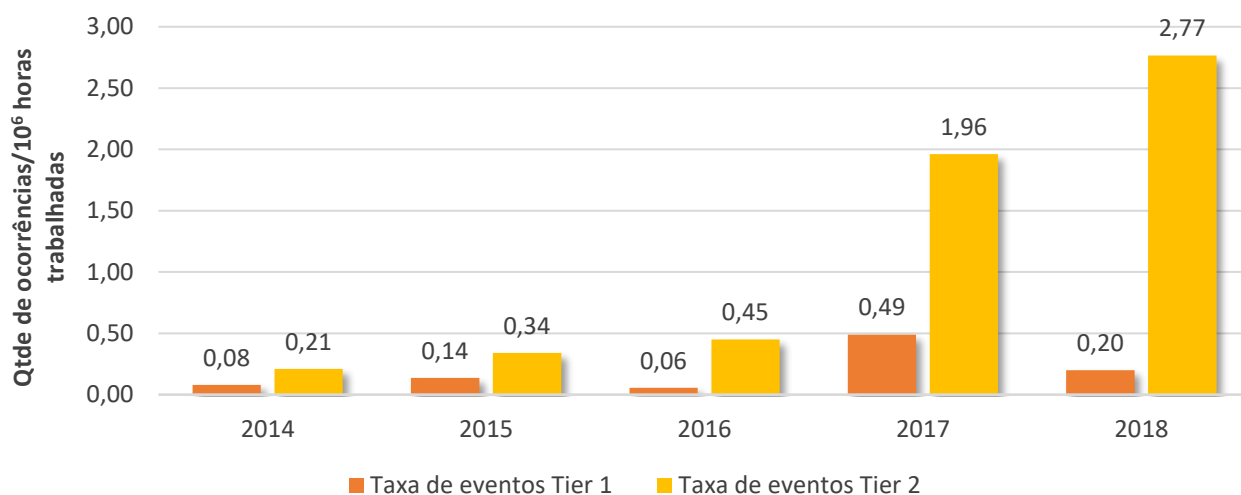


Gráfico 35 – Índice de Eventos de Segurança de Processo *onshore* entre 2012 e 2018

Conforme é possível perceber, as taxas de eventos de segurança de processo em ambiente terrestre aumentaram ano a ano. Acredita-se que esse aumento é motivado possivelmente por um aumento na comunicação dos eventos por parte dos operadores terrestres, e não na ocorrência.

O indicador de volume de óleo descarregado em terra, dividido pelo volume da produção, é exibido no gráfico abaixo.

Volume de óleo descarregado por óleo produzido *onshore*

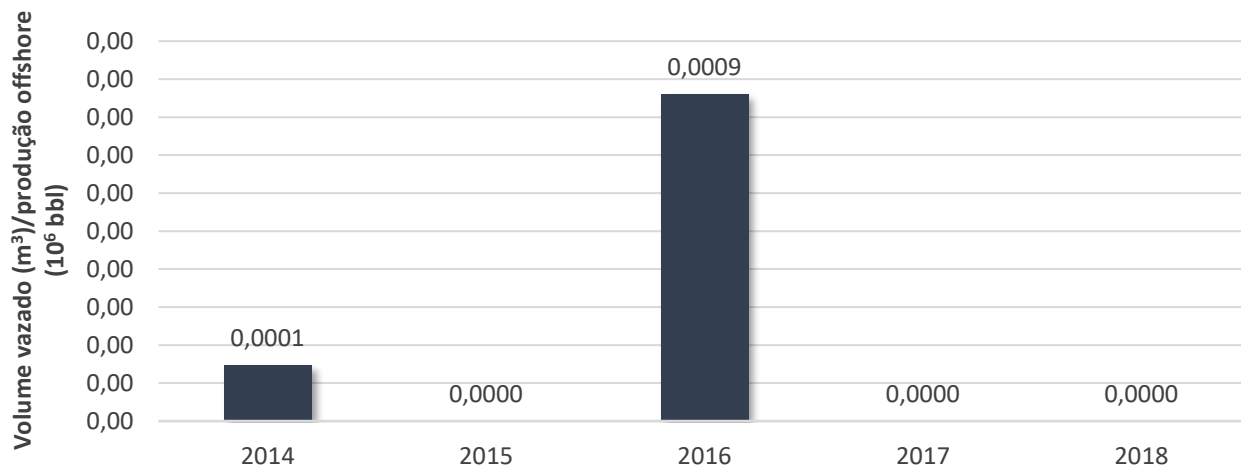


Gráfico 36 – Volume de óleo descarregado por óleo produzido *offshore* entre 2014 e 2018

4. INVESTIGAÇÕES DE INCIDENTES REALIZADAS PELA ANP

A Instrução Normativa nº 001/2009 instituiu o procedimento de investigação de incidentes a ser conduzido pelos servidores da ANP em instalações e atividades reguladas das indústrias do petróleo, gás natural, e biocombustíveis. Esta norma determina os tipos de incidentes que devem ser investigados pela ANP, cabendo às suas unidades organizacionais responsáveis estabelecerem os critérios desta investigação.

O procedimento de investigação de incidentes a ser conduzido pelos servidores da ANP tem o intuito de: (i) esclarecer os fatores causais e causas raiz do incidente; (ii) avaliar as medidas mitigadoras adotadas pelo agente regulado e apresentar recomendações quando necessário; (iii) apresentar ações complementares a serem tomadas, tanto pelo agente regulado quanto pela ANP, para se evitar a recorrência do incidente e/ou aprimorar a segurança operacional; (iv) verificar a aderência das operações à regulamentação aplicável e (v) tornar públicas as informações relacionadas ao incidente e os resultados da investigação realizada pela Agência quando esta julgar que tal informação possa contribuir para o incremento da segurança operacional de outros agentes regulados, ressalvadas as informações classificadas como reservadas de acordo com a legislação aplicável.

Em 2018, foi encerrado pela ANP um processo de investigação de incidentes em instalações de exploração e produção, relativo ao acidente de explosão com fatalidades na sonda Norbe VIII. O relatório completo da investigação do incidente pode ser acessado no site da ANP¹⁶.

5. MULTAS APLICADAS

Respeitando-se o contraditório, a ampla defesa e os demais requisitos da legislação pertinente, são aplicadas multas pela ANP quando constatado que os agentes regulados não cumpriram as normas relativas ao gerenciamento da segurança operacional e do meio ambiente. Dentre as principais causas da aplicação de multas destacam-se: (i) não atendimento aos prazos estabelecidos para o saneamento de não conformidades identificadas em ações de fiscalização realizadas pela ANP; (ii) descumprimento de notificações expedidas pela ANP; (iii) não comunicação à ANP sobre a ocorrência de incidentes operacionais e (iv) não conformidades evidenciadas durante as investigações de incidentes realizadas pela ANP.

¹⁶ <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/comunicacao-e-investigacao-de-incidentes/sonda-norbe-viii>

Do rol das principais causas de aplicações de multas, observa-se que, apesar da atuação preventiva na forma de apresentar prazos para a correção de desvios, os agentes regulados por vezes ainda apresentam ações aquém das esperadas pela ANP. Tal situação demanda a aplicação de medidas de caráter punitivo, sem prejuízo da correção do fato constatado.

A Tabela 5 apresenta a distribuição das infrações constantes nos autos de infração emitidos pela SSM, objeto de condenação administrativa ano de 2018 por regulamento/tipo.

Tabela 5 – Infrações emitidas por tipo de descumprimento

Regulamento Infringido	Número de Infrações	% do total
Resolução ANP n° 43/2007 (SGSO)	221	90,57%
Resolução ANP n°02/2010 (SGI)	13	5,33%
Descumprimento de notificação	4	1,64%
Resolução ANP n°41/2015 (SGSS)	2	0,82%
Resolução ANP n° 46/2016 (SGIP)	1	0,41%
Contrato de Concessão	1	0,41%
Resolução ANP n° 37/2015	1	0,41%
Resolução ANP n°06/2012 (RTDT)	1	0,41%
Total	244	-

Ao avaliar as infrações aos regulamentos de gestão da segurança operacional *offshore*, apresentaram maior recorrência, em 2018 as infrações relacionadas aos requisitos de integridade mecânica, ambiente de trabalho e fatores humanos, gestão da informação e da documentação e procedimentos operacionais. Para atividades terrestres, verificou-se que o requisito de inspeção de equipamentos e tubulações aparece com maior recorrência.

As infrações relativas à Resolução ANP n° 37 de 2015 se referem, de forma geral, a não conformidades não sanadas no prazo fixado e indeferimento dos planos de ação apresentados pelo Operador.

6. INTERRUPTÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES

Ao identificar desvios que possam gerar risco grave e iminente às pessoas ou ao meio ambiente (classificados como não conformidades críticas), os agentes de fiscalização lavram, de forma cautelar, um auto de interdição que pode interromper total ou parcialmente a operação de uma instalação. Somente após a correção das não conformidades que ensejaram a interdição da unidade é que os agentes regulados são autorizados a retornar com as atividades da unidade, sem prejuízo do processo administrativo para a aplicação de multas.

No ano de 2018, foram realizadas três interdições decorrentes de ações de fiscalização da SSM, destas, duas ocorreram em campos terrestres e uma em unidade de produção marítima, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Interdições realizadas no ano de 2017

Instalação interditada	Tipo de Instalação	Operador do Contrato	Interdição parcial ou total	Data da interdição	Data da desinterdição
Estação Coletora Fazenda Pocinho Central e Estação Coletora Alto do Rodrigues A	Campo Terrestre	Petrobras	Total	28/05/2018	06/06/2018
FPSO Cidade de Itajaí	Plataforma de Produção	Petrobras	Total	11/05/2018	13/05/2018
Periquito e Periquito Norte	Campo Terrestre	Phoenix	Parcial	09/11/2018	-

Entre os desvios que motivaram interdições das instalações realizadas em 2018, observa-se: sistemas críticos de segurança operacional que estavam fora de operação e/ou degradados, sem que medidas temporárias fossem estabelecidas para suprir a falta desses sistemas; implementação incompleta do sistema de proteção passiva contra incêndio, prevista no estudo de segurança de incêndio e explosão e não apresentação de certificado de inspeção periódica para equipamento pressurizado.

Cabe ressaltar que, apesar de terem sido realizadas apenas três interdições em 2018, neste ano foram lavradas 21 não conformidades críticas, o que evidencia que nestes casos o Operador realizou ações de correção da não conformidade crítica durante a auditoria, sem prejuízo da lavratura de auto de infração.

7. REFERÊNCIAS

IRF Country Performance Measures, disponível em:

<http://www.irfoffshoresafety.com/country/performance/>

Resolução ANP n° 43, de 06/12/2007, publicada no Diário Oficial da União em 07/12/2007.

Resolução ANP n° 44, de 22/12/2009, publicada no Diário Oficial da União em 24/12/2009.

Resolução ANP n° 2, de 14/01/2010, publicada no Diário Oficial da União em 18/01/2010.

Resolução ANP n° 6, de 03/02/2011, publicada no Diário Oficial da União em 07/02/2011.

Resolução ANP n° 17, de 18/03/2015, publicada no Diário Oficial da União em 20/03/2015.

Resolução ANP n° 37, de 28/08/2015, publicada no Diário Oficial da União em 31/08/2015.

Resolução ANP n° 41, de 09/10/2015, publicada no Diário Oficial da União em 13/10/2015.

Resolução ANP n° 52, de 02/12/2015, publicada no Diário Oficial da União em 03/12/2015.

Resolução ANP n° 46, de 01/11/2016, publicado no Diário Oficial da União em 03/11/2016 e retificado no Diário Oficial da União em 07/11/2016.