

# RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO  
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO  
E GÁS NATURAL

2017

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**

Marcelo Mafra Borges de Macedo

## **Superintendente-adjunto de Segurança Operacional e Meio Ambiente**

Carlos Agenor Onofre Cabral

## **Elaboração**

Alex Garcia de Almeida

Daniela Goñi Coelho

## PREFÁCIO

---

Este relatório tem a finalidade de apresentar aos diversos segmentos da indústria de petróleo e gás natural os dados relacionados à segurança operacional no *upstream* no ano de 2017, regulada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por meio da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM). Tais informações foram consolidadas visando propiciar um diagnóstico do desempenho relativo a segurança operacional para o segmento de Exploração e Produção de petróleo e gás natural no Brasil.

É importante contextualizar a segurança operacional e o meio ambiente com a retomada das atividades de E&P, tendo como foco os campos e blocos do pré-sal. O esforço realizado para oferta dessas áreas tornará, em breve, o Brasil numa fronteira definitiva de E&P na geopolítica do petróleo. Dessa forma, é mais que necessário que todos os *players* envolvidos trabalhem em estreita cooperação, de tal forma que haja um crescimento sustentável da indústria. Vale destacar que a atuação da ANP nas questões de segurança operacional pauta-se na prevenção e na melhoria contínua das operações. A Agência está consciente de que cabe a cada agente econômico a responsabilidade pela manutenção da segurança nas suas instalações, visando a garantia da vida humana e a proteção ao meio ambiente.

Desde 2013 a ANP vem ampliando seus investimentos para atuar de maneira concentrada em 4 (quatro) grandes frentes estratégicas, a saber: (i) incremento da presença da fiscalização em campo; (ii) desenvolvimento de regulamentos com foco em sistemas de gestão, orientados a desempenho e baseados em riscos; (iii) priorização de ações preventivas através da intensificação do diálogo com a indústria e suas representações e (iv) favorecimento das condições para otimização dos processos de licenciamento ambiental.

Tais esforços vêm garantindo, ao longo do tempo, o alcance de importantes resultados, com destaques para: (i) expressiva redução do perfil de severidade das não conformidades identificadas durante as ações de fiscalização da ANP; (ii) redução de aplicação de medidas cautelares; (iii) o forte engajamento dos grupos de trabalho entre ANP e o mercado, possibilitando a elaboração das primeiras boas práticas de segurança operacional da indústria brasileira e (iv) a aproximação estratégica com o IBAMA, com o apoio da Secretaria Especial do Programa de Parceria do Investimento (SPPI) da Presidência da República.

Ainda há, sem dúvida, muito trabalho pela frente, mas o viés positivo de alinhamento dos atores dessa indústria se constitui num grande ativo na trilha do desenvolvimento da cultura de segurança operacional e ambiental no E&P brasileiro. No que tange a regulação de Segurança Operacional e Meio ambiente, a ANP está investindo em sistemas de inteligência para orientar o foco e os recursos para ações de maior complexidade e maior risco. Ou seja, o compromisso desta Superintendência é pautado pela integração com o mercado, com a implementação um arcabouço regulatório de vanguarda e com a realização ações de fiscalização estruturadas e bem planejadas, resultando em operações cada vez mais seguras, garantindo assim a proteção à vida humana e a coexistência sustentável da indústria com o meio ambiente, impactando positivamente no desenvolvimento do Brasil.

## CONTEÚDO

---

<b>1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL .....</b>	<b>5</b>
<b>2. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO .....</b>	<b>9</b>
2.1. <i>Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural.....</i>	<i>9</i>
2.1.1. <i>Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em sondas marítimas</i>	<i>12</i>
2.2. <i>AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE CAMPOS TERRESTRES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (SGI).....</i>	<i>15</i>
<b>3. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS – RESULTADOS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADOS PELOS AGENTES REGULADOS .....</b>	<b>18</b>
3.1. <i>PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO.....</i>	<i>27</i>
3.2. <i>SONDAS MARÍTIMAS DE PERFURAÇÃO E INTERVENÇÃO .....</i>	<i>32</i>
3.3. <i>ATIVIDADES TERRESTRES.....</i>	<i>36</i>
<b>4. INVESTIGAÇÕES DE INCIDENTES REALIZADAS PELA ANP .....</b>	<b>38</b>
4.1. <i>ACIDENTE DE EXPLOSÃO NA SONDA MARÍTIMA NORBE VIII .....</i>	<i>39</i>
<b>5. MULTAS APLICADAS .....</b>	<b>40</b>
<b>6. INTERRUPÇÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES.....</b>	<b>42</b>
<b>7. CONCLUSÕES.....</b>	<b>43</b>
<b>8. REFERÊNCIAS.....</b>	<b>44</b>

## 1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL<sup>1</sup>

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 2009, divididos em: (i) atividades em sondas marítimas<sup>2</sup>, (ii) atividades de produção marítimas e (iii) atividades de produção em campos terrestres<sup>3</sup>. Os valores foram normalizados utilizando-se como referência o ano de 2009.

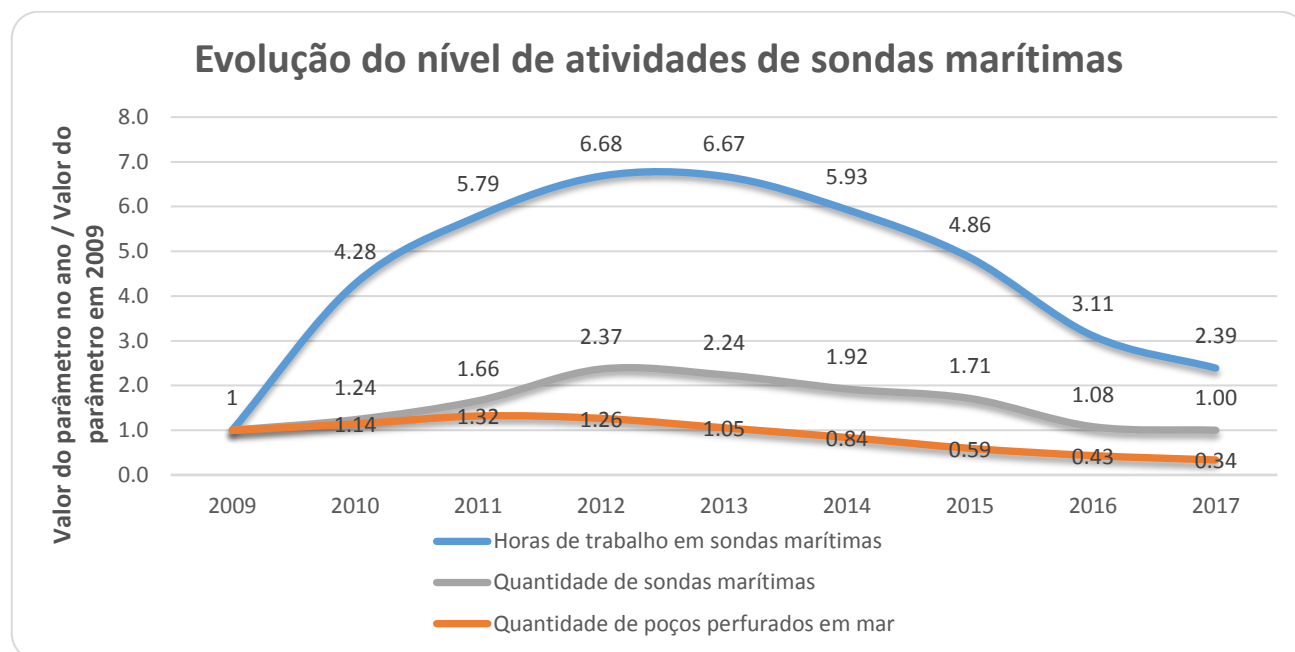


Gráfico 1 - Evolução do nível de atividades em sondas marítimas desde 2009

Conforme o Gráfico 1, durante o período analisado houve uma redução de mais de 60% no número de poços perfurados por ano em relação ao ano de 2009. Em 2017, o número de sondas que operaram no Brasil foi igual ao valor obtido em 2009, entretanto, estas unidades perfuraram apenas 34% da quantidade de poços perfurados no ano de referência, consumindo mais que o dobro em horas de trabalho.

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

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

<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>/dia de óleo ou 2.000 m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

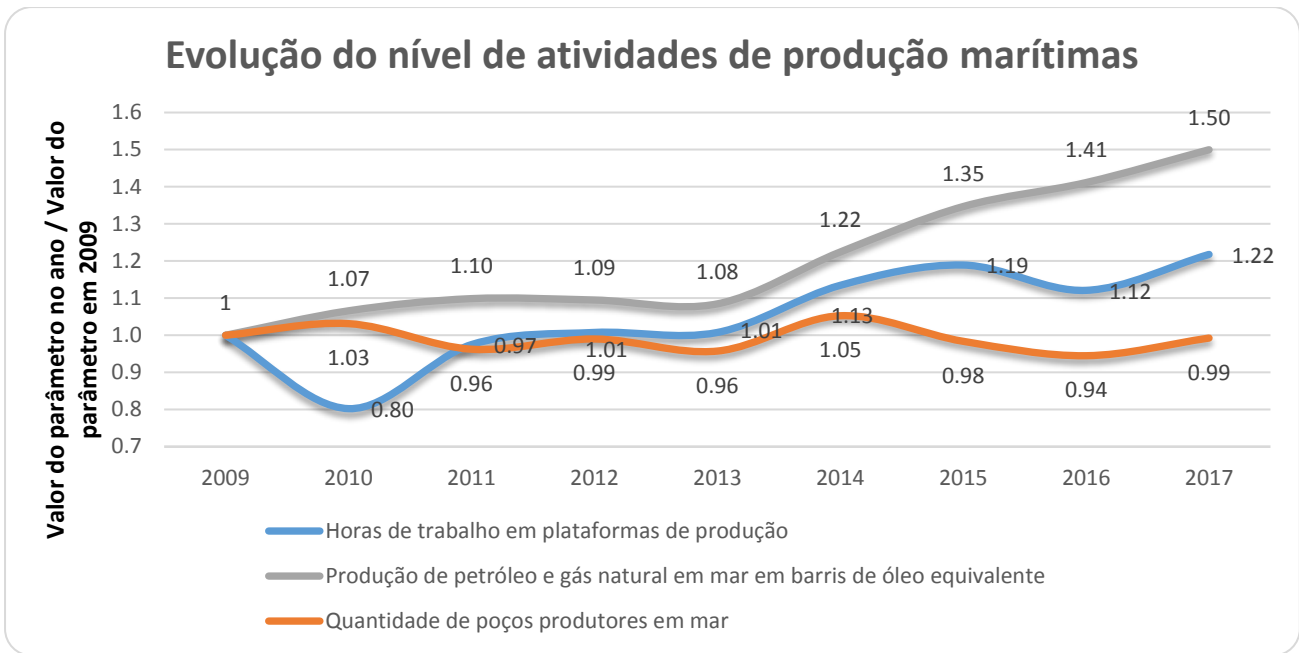


Gráfico 2 - Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas desde 2009

Em contraponto às atividades em sondas marítimas, as atividades em plataformas de produção marítimas têm aumentado ao longo do período analisado, com um incremento mais pronunciado a partir de 2013, quando considerados os valores de horas de trabalho e de produção de petróleo e gás natural. Por outro lado, no período avaliado, a quantidade de poços produtores em mar tem oscilado a cada ano em torno de um mesmo patamar, o que, associado ao aumento na produção, representa uma maior produtividade dos poços.

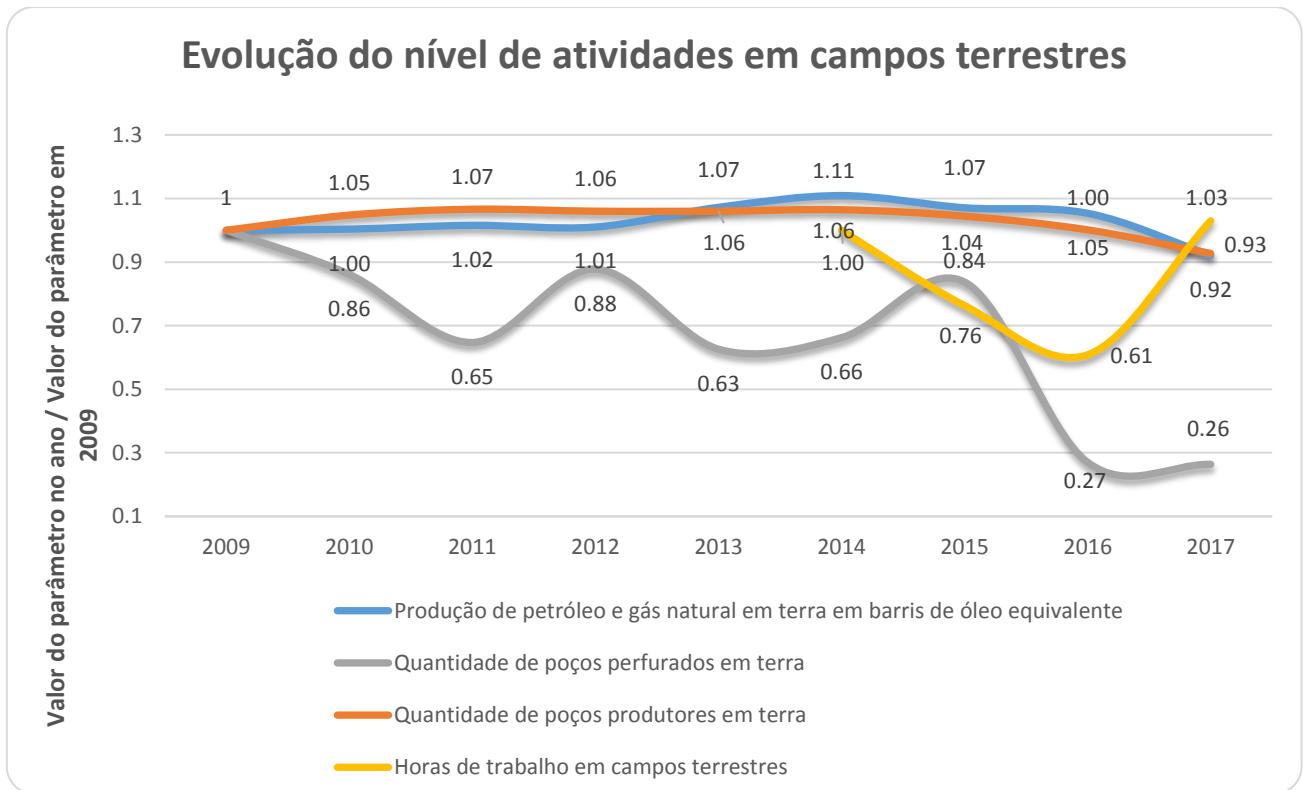


Gráfico 3 - Evolução do nível de atividades em campos terrestres desde 2009

Em relação aos campos terrestres, houve uma pequena queda na quantidade poços produtores e na produção em barris de óleo equivalente no ano de 2017 quando comparados aos valores anuais desde 2009. A quantidade de poços perfurados em terra atingiu o menor valor no período analisado. Em contraste a este cenário, houve um aumento do número de horas de trabalho em 2017, atingindo o maior valor já observado e revertendo a tendência de queda observada desde 2014, quando este parâmetro começou a ser acompanhado<sup>4</sup>.

Um resumo comparativo entre os resultados das atividades terrestres e marítimas no ano de 2017 é apresentado no Gráfico 4.

<sup>4</sup> 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.

## Comparação entre atividades marítimas e terrestres

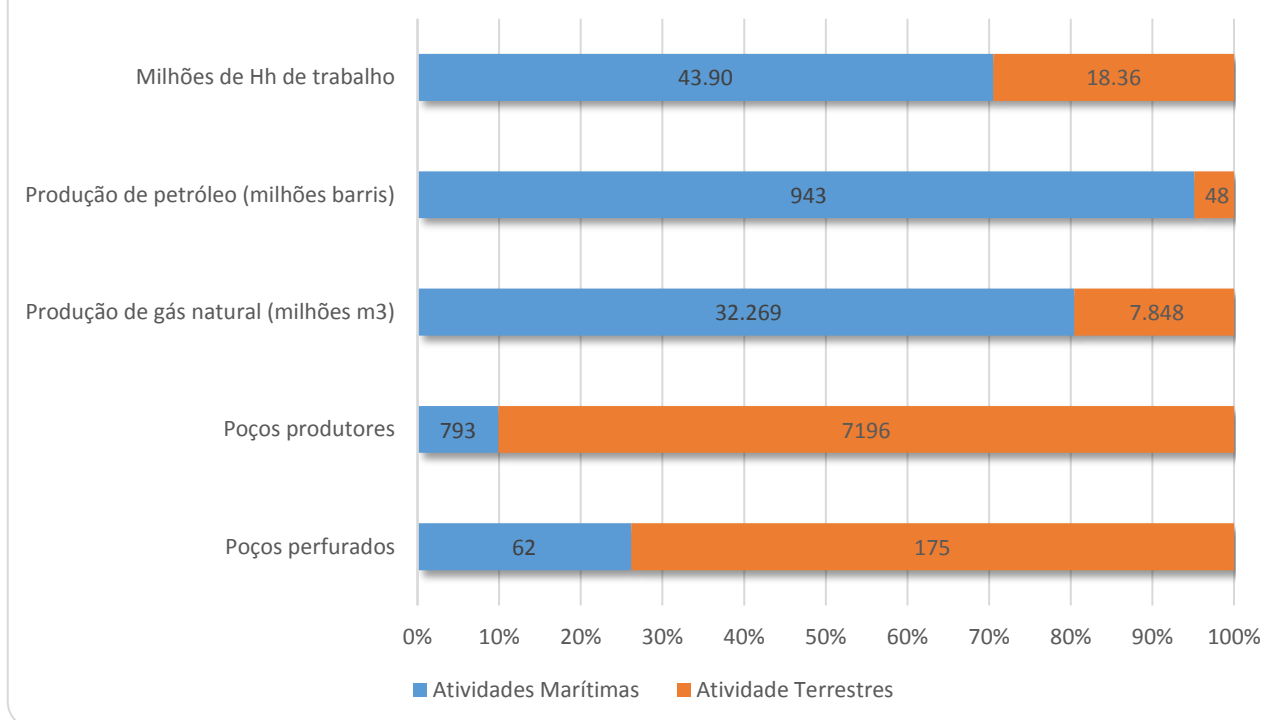


Gráfico 4 - Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres

Em resumo, as atividades marítimas representam cerca de 10% do total de poços produtores brasileiros, entretanto, correspondem a aproximadamente 95% da produção nacional de petróleo e 80% da produção de gás natural, consumindo cerca de 70% do total de horas de trabalho. Por outro lado, a quantidade de poços perfurados em terra representa quase o triplo da quantidade de poços perfurados em mar.



## **2. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO**

---

A ANP/SSM realiza a fiscalização regular da segurança operacional através de auditorias de sistemas de gestão das atividades reguladas. Atualmente a SSM regula a segurança operacional das atividades de exploração e produção brasileiras por meio da aplicação dos seguintes regulamentos:

- i) Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO), que institui o regime de segurança operacional e o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural;
- ii) Resolução ANP nº 2/2010 (SGI), 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 estrutural das instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural, modelo simplificado e proporcional às atividades destas empresas;
- iii) Resolução ANP nº 06/2011 (RTDT), que estabelece o regulamento técnico de dutos terrestres para a movimentação de petróleo, derivados e gás natural;
- iv) Resolução ANP nº 41/2015 (SGSS), que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos; e
- v) Resolução ANP nº 46/2016 (SGIP), que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos.

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

---

No ano de 2017, foram realizadas 51 ações de fiscalização, mantendo o patamar atingido no ano anterior. Considerando as auditorias aqui apresentadas, foi identificado um total de 753 não conformidades no ano, com uma média de 14,8 não conformidades por auditoria.

## Auditorias em plataformas marítimas

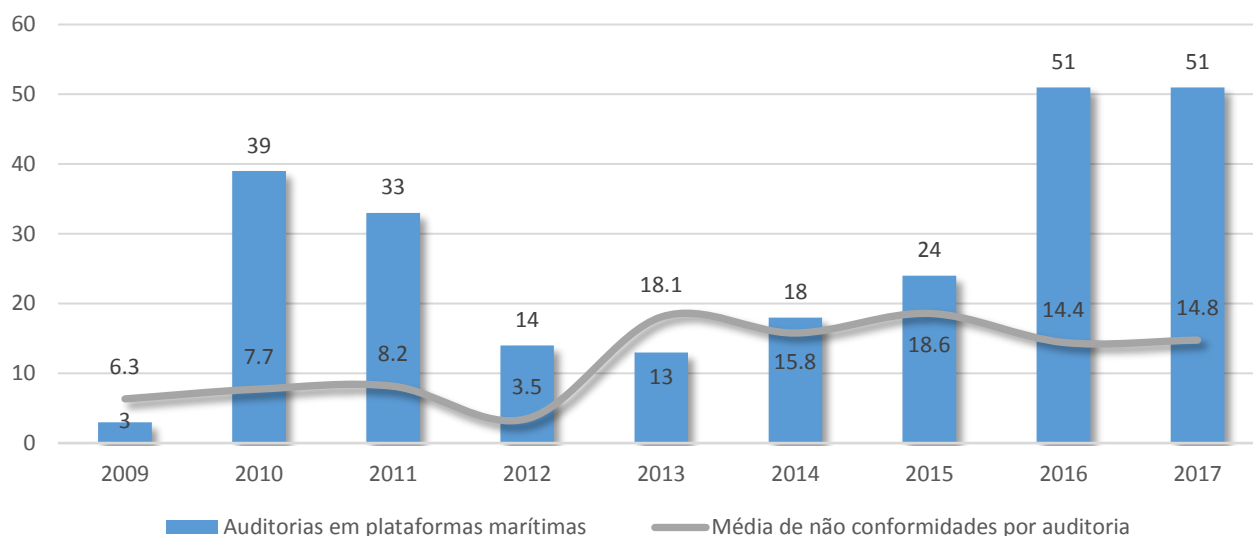


Gráfico 5 - Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em unidades marítimas de produção

Como pode ser observado no Gráfico 6 e no Gráfico 7, o perfil por prática de gestão de não conformidades emitidas durante o ano de 2017 permanece muito similar ao verificado na série histórica. Destaca-se a redução das não conformidades nas práticas 9 e 17, relacionadas, respectivamente, a Investigação de incidentes e Práticas de trabalho seguro e procedimentos de controle em atividades especiais.

## Não conformidades por práticas de gestão em plataformas marítimas (2017)

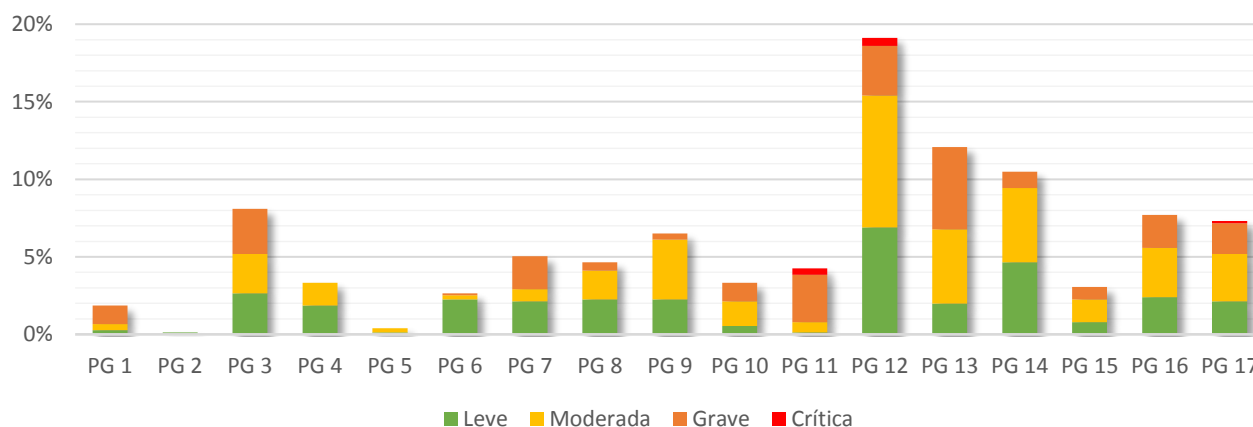


Gráfico 6 - Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2017 em plataformas de produção marítimas

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

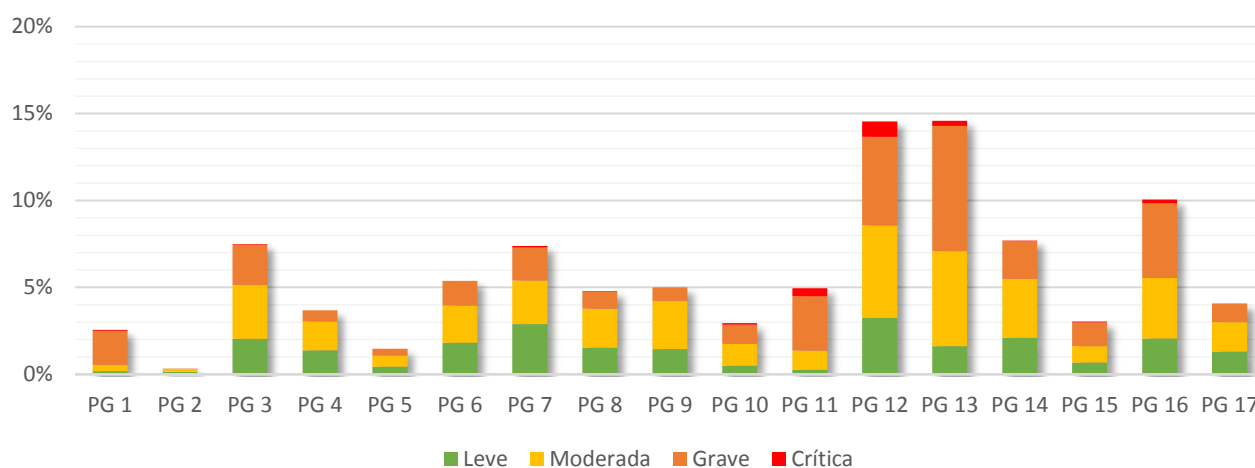


Gráfico 7 - Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção desde o ano de 2009

A análise da série histórica das não conformidades mostra que as práticas de Identificação e Análise de Riscos, Integridade Mecânica e Gerenciamento de Mudanças (respectivamente PGs 12, 13 e 16) seguem como as mais frequentes dentre as que são objeto de não conformidades.

Quando comparamos os valores da série histórica com os valores de 2017, observamos que permanece elevado o número de não conformidades observadas nas práticas de gestão nº 12 (Identificação e Análise de Riscos) e 16 (Gestão de Mudança). Apesar de ainda apresentarem uma participação significativa dentro o total, foi observada uma redução na proporção de não conformidades nas práticas 13 (Integridade Mecânica) e 14 (Planejamento de grandes emergências) em relação ao total.

As não conformidades críticas identificadas nas auditorias durante o ano de 2017 foram atribuídas às práticas de Elementos Críticos, Identificação e Análise de Riscos e Práticas de Trabalho Seguro (respectivamente, 11, 12 e 17). Observa-se que a prática 12 (Identificação e Análise de Riscos) possui maior frequência de não conformidades emitidas, correspondendo à metade do total de não conformidades críticas emitidas no ano.

O Gráfico 8 abaixo exhibe a evolução da distribuição de não conformidades por auditoria para cada classificação de gravidade (crítica, grave, moderada e leve). Observa-se desde 2014 tendência de aumento da proporção de não conformidades leves e redução da proporção de não conformidades graves. Em 2014, a proporção entre as quantidades de não conformidades graves e leves foi de aproximadamente 8:1. Esta proporção foi se reduzindo

gradativamente ao longo do tempo, até atingir em 2017 uma proporção de 0,8 não conformidade grave para cada não conformidade leve emitida.

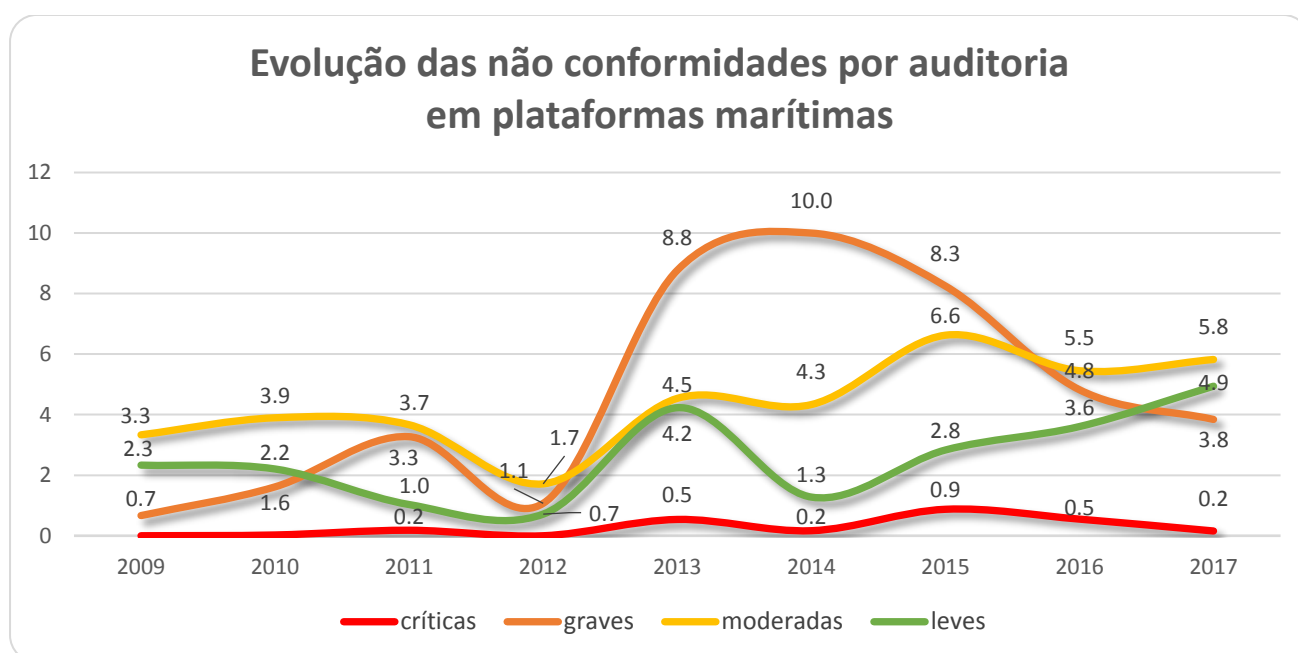


Gráfico 8 - Distribuição de não conformidades por auditoria apontadas em auditorias de plataformas de produção

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

No ano de 2017, foram realizadas 15 ações de fiscalização em sondas marítimas de perfuração, conforme o Gráfico 9, acompanhando a tendência de redução das atividades de sondas marítimas. Apesar desta redução, a quantidade de auditorias foi superior à média histórica, tendo sido fiscalizadas 55% das unidades marítimas que operaram<sup>5</sup> neste ano de 2017.

<sup>5</sup> Para este cálculo foram desconsideradas as unidades híbridas, pois nestes casos as sondas se encontram instaladas em unidades de produção.

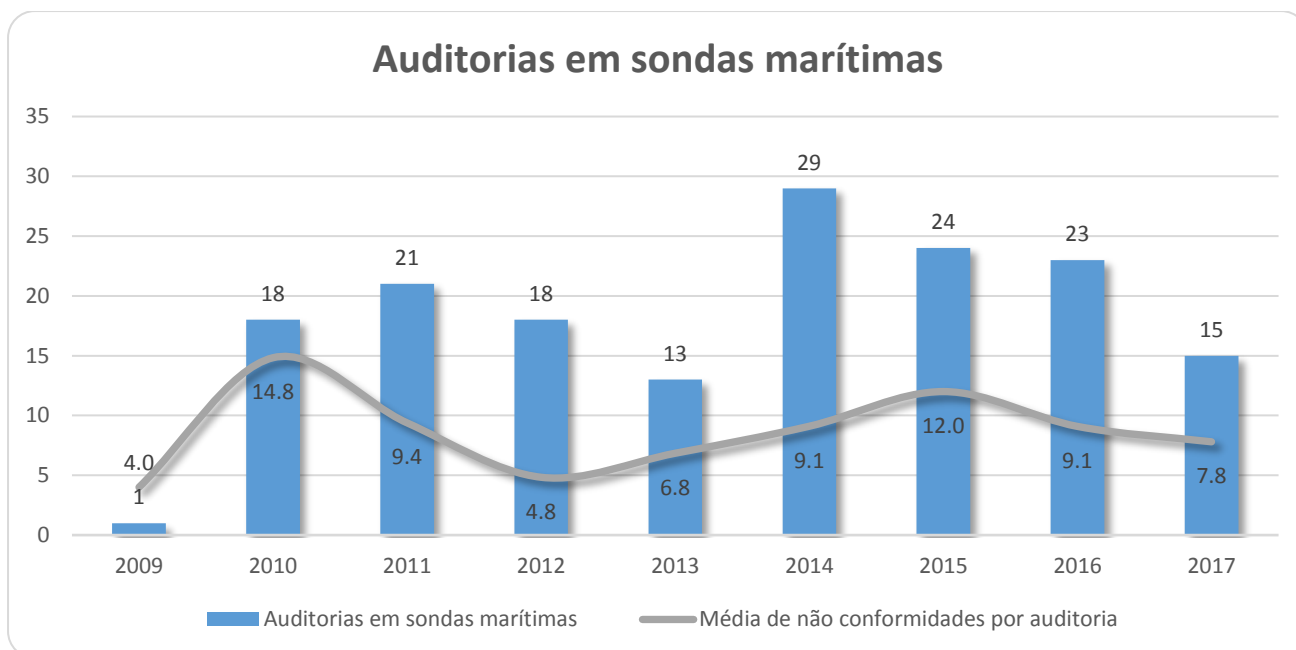


Gráfico 9 - Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em sondas marítimas de perfuração

Por ocasião dessas auditorias, foi identificado um total de 117 não conformidades, com média de emissão de 7,8 não conformidades por auditoria. Destas, 27 foram classificadas como leves (23%), 56 como moderadas (8%), 33 como graves (28%) e 1 como crítica (1%).

Como pode ser observado no Gráfico 10 e no Gráfico 11, o perfil de não conformidades por prática de gestão no ano de 2017 apresenta algumas alterações se comparado à série histórica. Destaca-se uma redução percentual significativa de não conformidades nas práticas 6, 7 e 17 relacionadas, respectivamente, a Monitoramento e melhoria contínua do desempenho; Auditorias, e Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais.

## Não conformidades por práticas de gestão em sondas marítimas (2017)

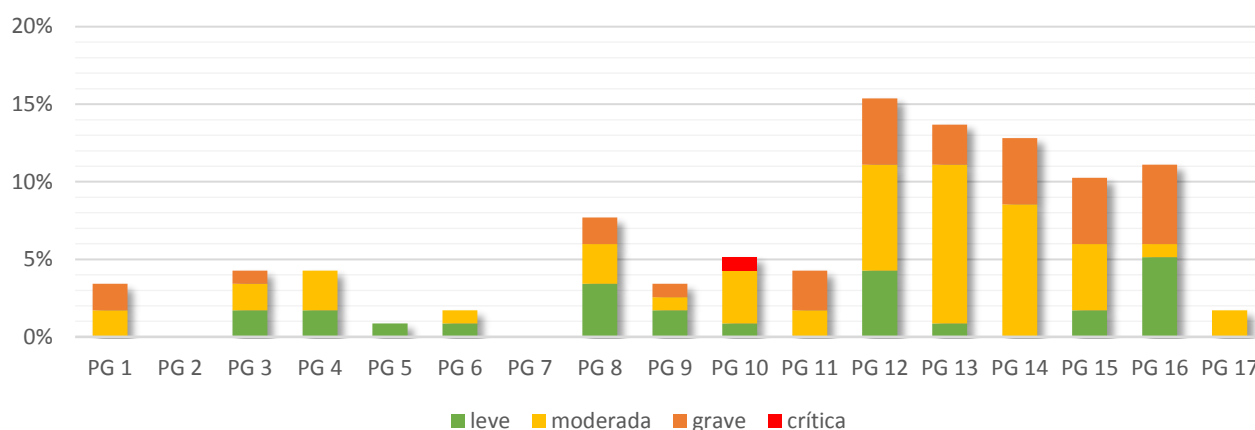


Gráfico 10 - Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2017 em sondas marítimas de perfuração

## Não conformidades por práticas de gestão em sondas marítimas (histórico)

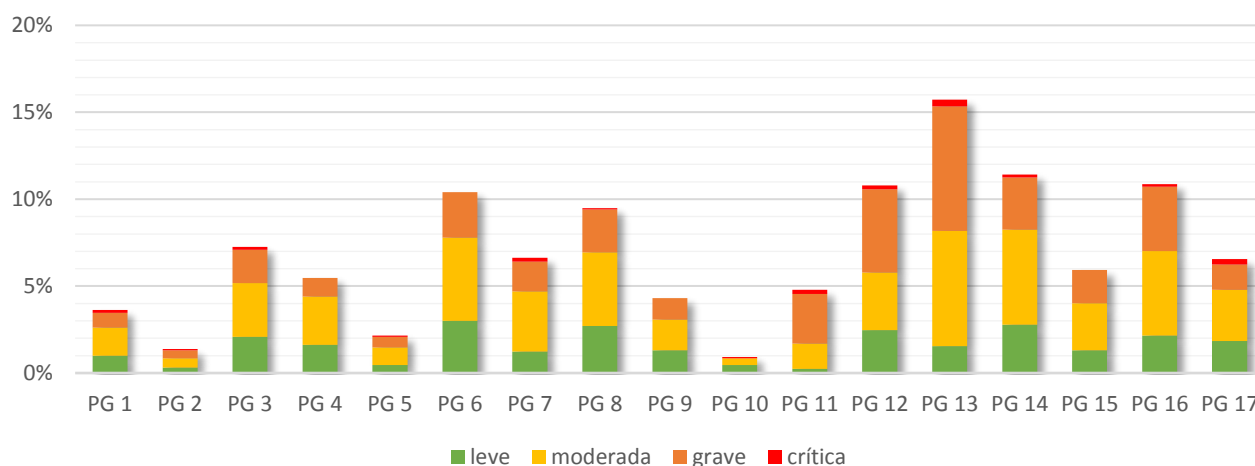


Gráfico 11 - Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração desde o ano de 2009

Historicamente, a prática 13 (Integridade Mecânica) possui a maior incidência de não conformidades observadas nas fiscalizações em sondas marítimas de perfuração. Entre as não conformidades emitidas em 2017, foram observados com maior frequência desvios nas práticas 12, 13 e 14, respectivamente, relacionadas a Identificação e Análise de Riscos, Integridade Mecânica e, Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências.

No entanto, quando verificadas as não conformidades emitidas em 2017 classificadas como graves, conclui-se que a prática 16 (Gestão de Mudança) representou a maior

quantidade de não conformidades graves, seguida pelas supramencionadas práticas de gestão 12 e 14 e pela prática 15 (Procedimentos Operacionais). A prática 10 (Projeto, construção, instalação e desativação) apresentou a única não conformidade crítica.

Verifica-se no Gráfico 12 uma redução do perfil de gravidade das não conformidades desde 2015, ressaltada pela significativa redução da quantidade média de não conformidades graves e moderadas e da manutenção do número médio de não conformidades leves.

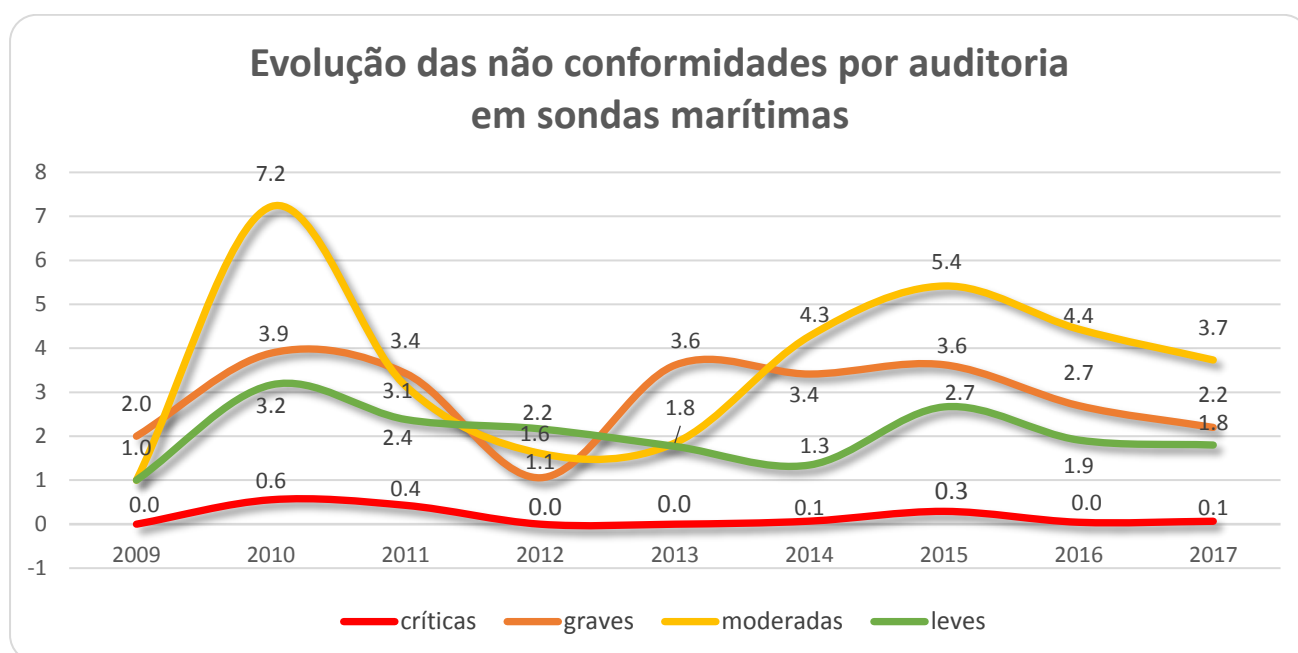


Gráfico 12 - Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de produção por gravidade

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

Em 2017 foram realizadas 16 auditorias em campos terrestres. Como resultado, foi identificado um total de 157 não conformidades. O Gráfico 13 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.

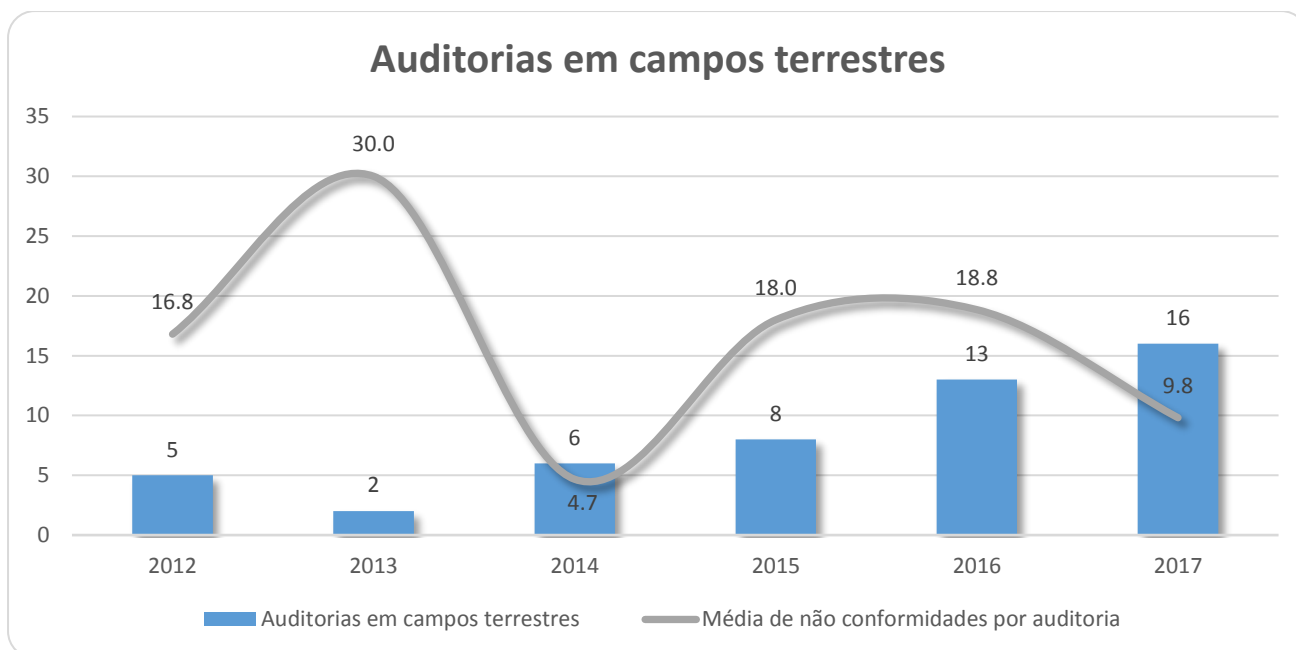


Gráfico 13 - Quantidade de auditorias realizadas em campos terrestres por ano e média de não conformidades por auditoria

Conforme pode ser observado no Gráfico 13, a quantidade de auditorias em campos terrestres tem aumentado desde 2012, atingindo seu maior valor no ano de 2017. 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 14 e o Gráfico 15 apresentam, respectivamente, a distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias em campos terrestres realizadas em 2017 e o histórico de não conformidades por item do RTSGI<sup>6</sup>, do SGSO<sup>7</sup> e outros regulamentos e atos normativos<sup>8</sup>, considerando a classificação de gravidade.

<sup>6</sup> Os itens do RTSGI são: 6 – Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento, 7 – Informação e Documentação, 8 – Identificação e Análise de Riscos, 9 – Plano de Emergência, 10 – Documentação de Segurança Operacional, 11 – Garantia da Integridade Estrutural das Instalações, 12 – Projeto da Instalação, 13 – Construção e Montagem da Instalação, 14 – Elementos Críticos de Segurança Operacional, 15 – Inspeção de Equipamentos e Tubulações, 16 – Manutenção de Equipamentos e Tubulações, 17 – Operação e Processo e 18 – Desativação da Instalação.

<sup>7</sup> As práticas de gestão do SGSO são: 3 – Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal, 6 – Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho e 7 – Auditorias.

<sup>8</sup> O item “outros” refere-se a outros itens que suscitaram não conformidades, como o Contrato de Concessão ou o Anexo 3 do SGI.



## Não conformidades por requisito em campos terrestres (2017)

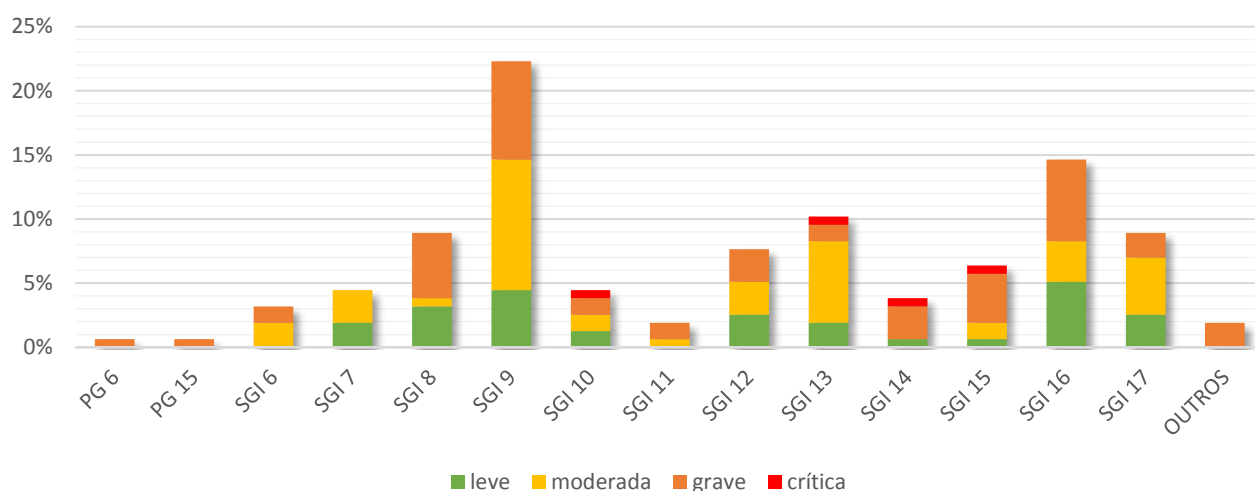


Gráfico 14 - Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2017 em campos terrestres

Como indica o Gráfico 14, em 2017 foram apontadas mais não conformidades nos requisitos 9 (Plano de Emergência), 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações), 13 (Construção e Montagem da Instalação), 8 (Identificação e Análise de Risco) e 17 (Operação e Processo). Juntas, as não conformidades relativas a estes requisitos correspondem a cerca de 65% das não conformidades apontadas em 2017.

## Não conformidades por requisito em campos terrestres (histórico)

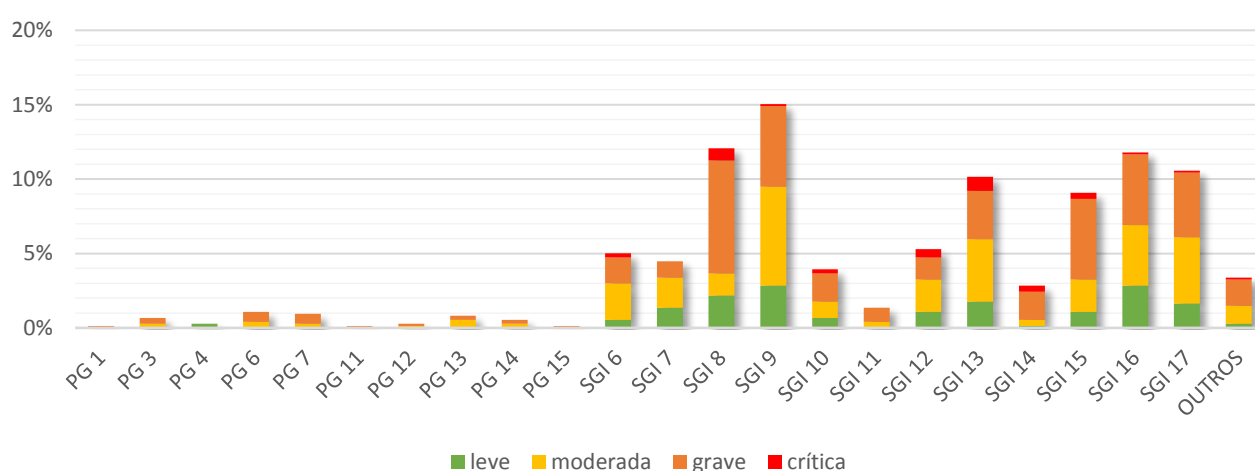


Gráfico 15 - Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de campos terrestres desde o ano de 2012

O Gráfico 15 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. Neste sentido, as práticas que apresentam historicamente o maior número de desvios são as de número 9 (Plano de Emergência), 8 (Identificação e Análise de Riscos), 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações), 17 (Operação e Processo) e 13 (Construção e Montagem da Instalação). Esta última apresenta o maior número de não conformidades críticas dentre os requisitos estabelecidos para os campos terrestres. Em adição, o Gráfico 16 indica a diminuição em relação aos anos anteriores da quantidade de não conformidades aplicadas por auditoria realizada em 2017.

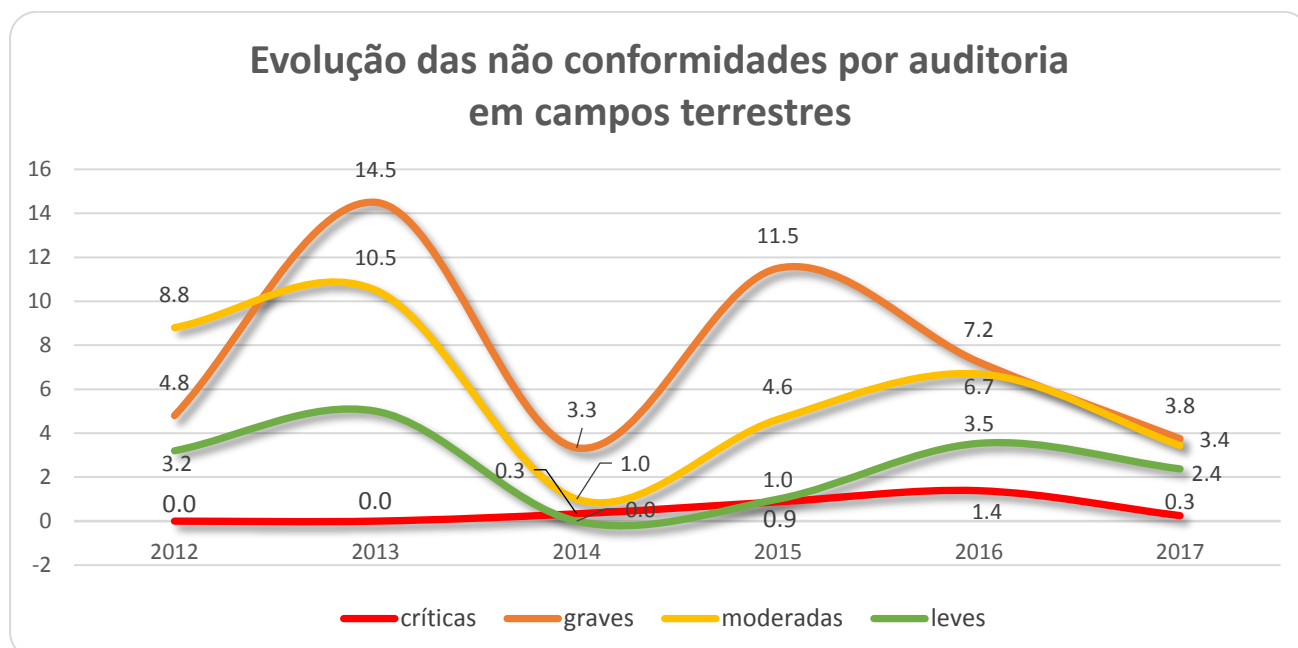


Gráfico 16 - Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de campos terrestres por gravidade

### 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 n° 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 17 abaixo apresenta a evolução da quantidade de comunicados de incidentes<sup>9</sup> recebidos pela ANP relativos a instalações de exploração e produção, de 2012 até 2017, classificados como (i) acidentes (ii) ou quase acidentes<sup>10</sup>.

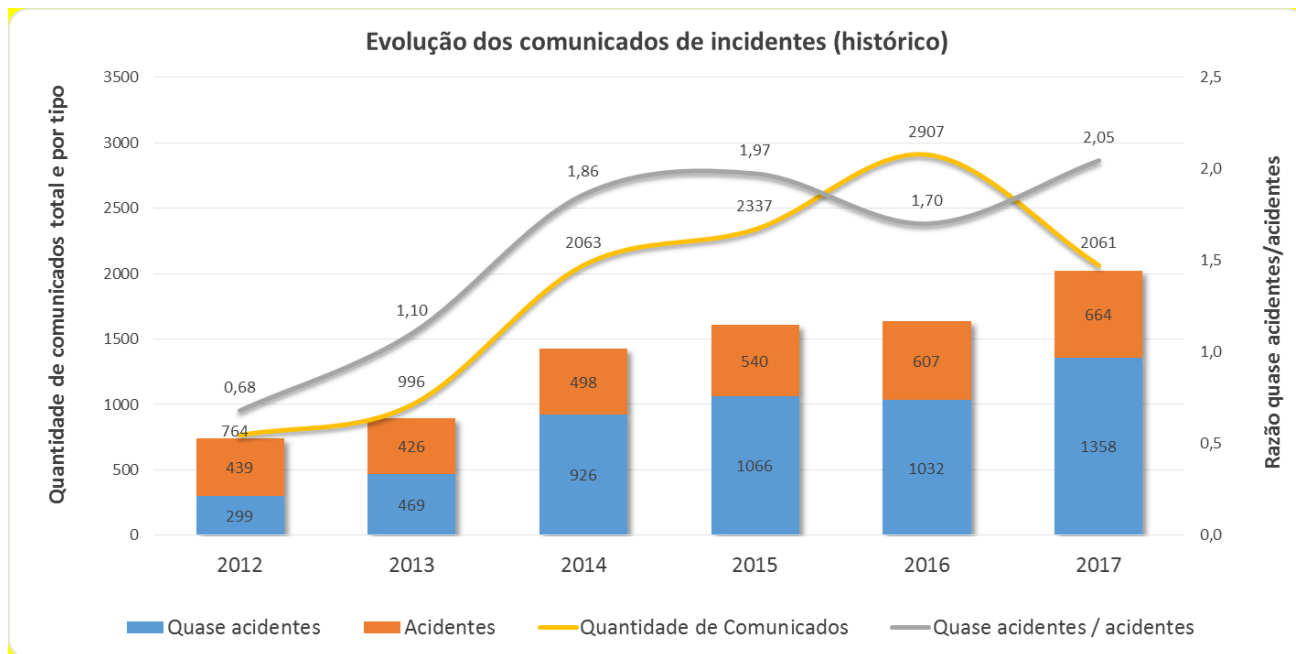


Gráfico 17 - Evolução da quantidade de comunicados de incidentes desde 2012

Como é possível observar no Gráfico 17, 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, tendo atingido em 2017 uma proporção de mais de dois quase acidentes para cada acidente comunicado<sup>11</sup>.

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> Acidentes: eventos nos quais houve dano ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros, ocorrência de fatalidades ou ferimentos graves para o pessoal próprio, para terceiros ou para as populações ou interrupção não programada das operações por mais de 24 horas.

Quase acidentes: eventos que não se classificam como acidentes, nos quais houve risco de dano ao meio ambiente ou à saúde humana. Cabe ressaltar que um Comunicado de Incidente pode relatar mais de um tipo de incidente comunicável, como por exemplo um comunicado de incidente relativo a um evento no qual houve vazamento de hidrocarboneto contido na instalação, resultando em incêndio que provocou ferimentos graves a um funcionário. No caso do exemplo trata-se de um acidente, pois houve dano a saúde humana e prejuízos materiais, embora do ponto de vista ambiental houve apenas risco de dano ao meio ambiente, não materializado pois o fluido vazado ficou contido na instalação.

<sup>11</sup> Os quase acidentes de maneira geral se tratam de eventos precursores de acidentes, ou seja, eventos que possuem potencial para escalonamento para se tornarem eventos de dano (acidentes) em caso de falha em uma ou mais barreiras de segurança. Dessa maneira, espera-se que em um mesmo período ocorram mais quase acidentes do que acidentes.

A ANP entende que este fato não deve ser interpretado como indicativo do aumento na ocorrência de quase acidentes, mas sim como aumento da comunicação dos mesmos 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.

Nesta seção são exibidos os principais dados referentes aos incidentes ocorridos em instalações 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*)<sup>12</sup> 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 2017.

A Tabela 1 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.

---

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

Tabela 1 – 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 2017, 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 2017.

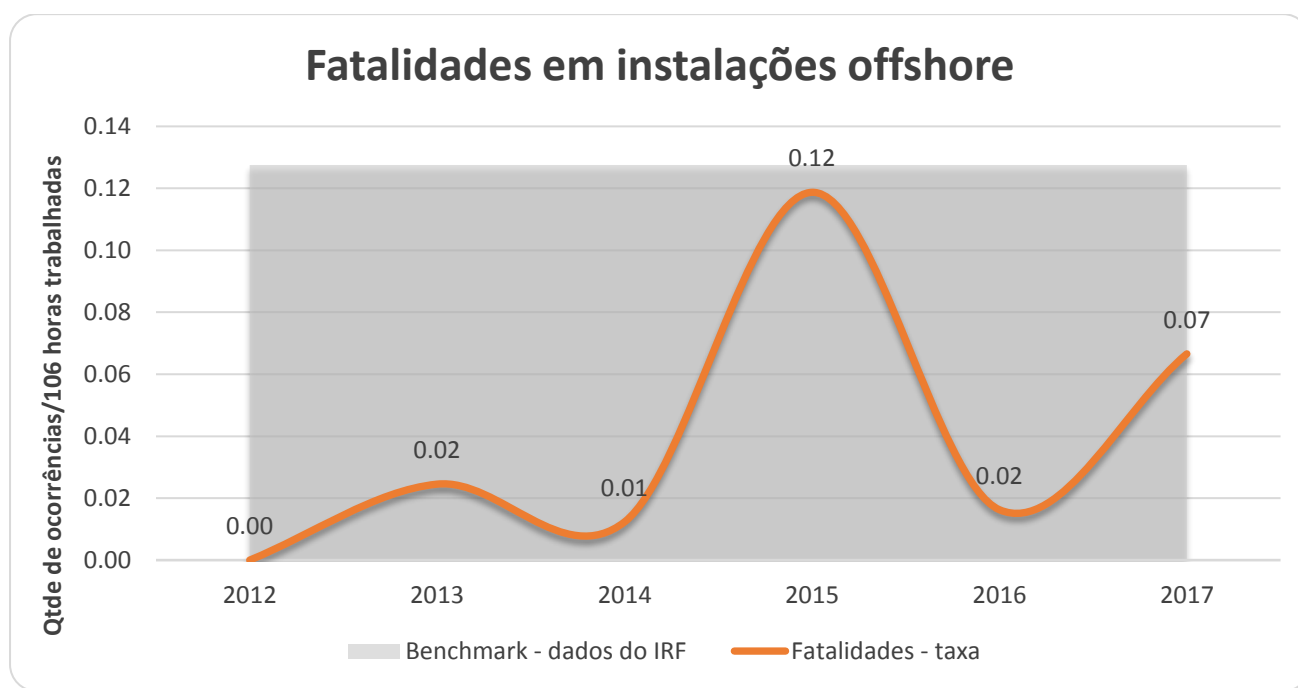


Gráfico 18 - Taxas de fatalidades em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

O Gráfico 18 apresenta a variação nas taxas de fatalidades<sup>13</sup> em instalações de exploração e produção, de 2012 a 2017. 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 nível superior de controle devido a um único evento (FPSO Cidade de São Mateus) que ocasionou todas as nove fatalidades ocorridas no ano.

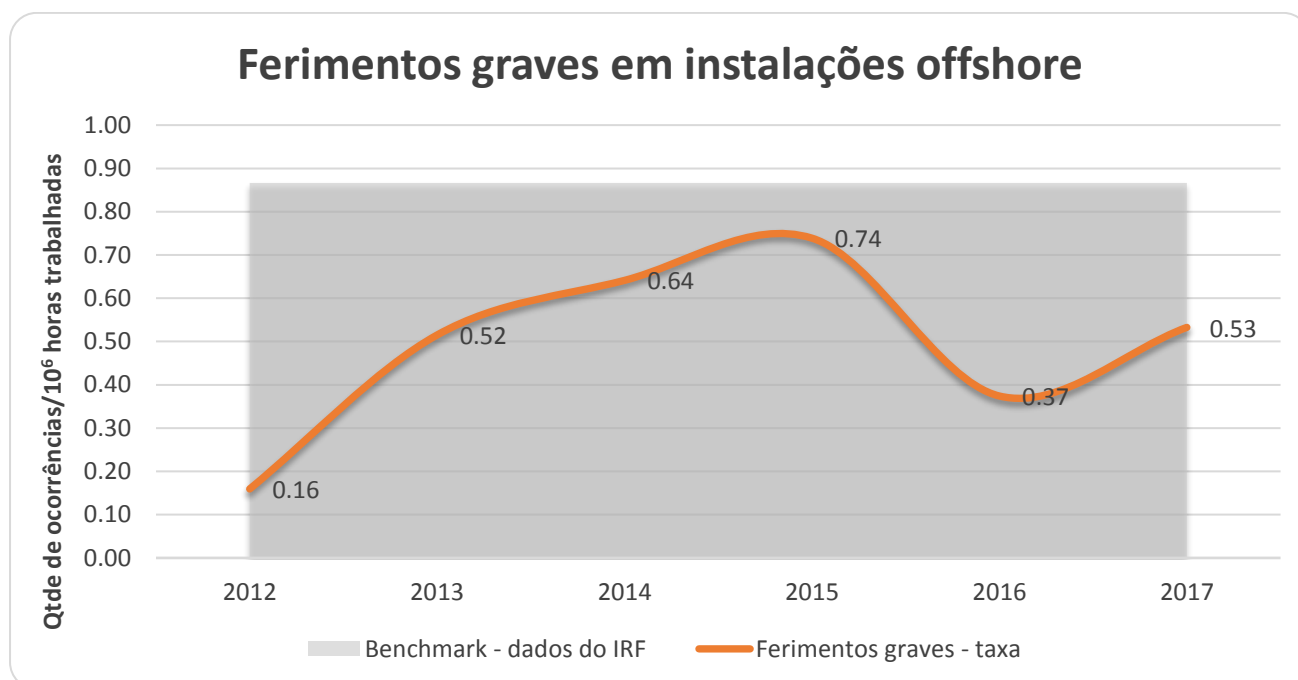


Gráfico 19 - Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

O Gráfico 19 mostra a variação nas taxas de ferimentos graves<sup>13</sup> em instalações de exploração e produção. 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.

<sup>13</sup> **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 devem ser contabilizadas como ferimentos graves.

**Ferimentos graves** comunicáveis à ANP são os ferimentos decorrentes da operação da instalação ou da queda de helicópteros de transporte de pessoal e são caracterizados como qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou acidental, envolvendo: (a) fratura (excluindo de dedos); (b) amputação; (c) perda de consciência devido à asfixia ou à exposição a substâncias nocivas ou perigosas; (d) lesão de órgãos internos; (e) deslocamento de articulações; (f) perda de visão; (g) hipotermia ou outras doenças relacionadas à exposição a temperaturas extremas; ou (h) necessidade de internação por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

As fatalidades e os ferimentos graves não incluem as ocorrências ocasionadas por doenças profissionais, mortes naturais, desaparecimentos ou suicídios ocorridos nas instalações offshore.

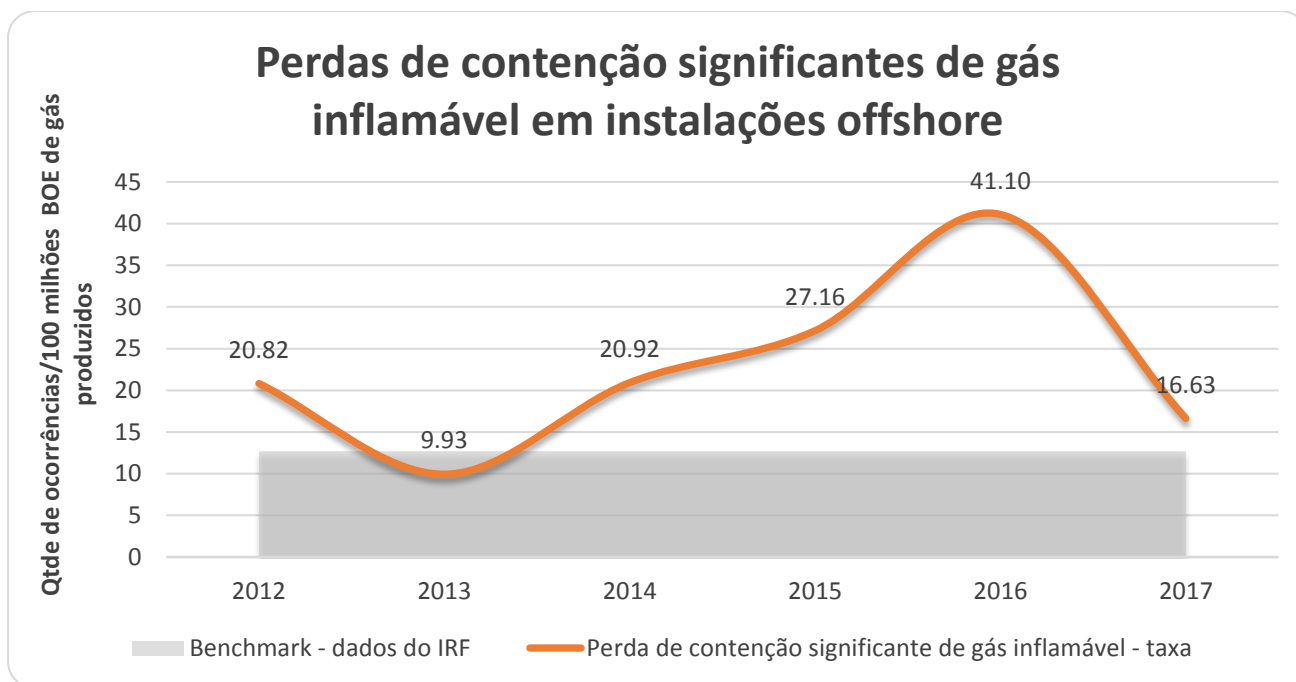


Gráfico 20 - Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

O Gráfico 20 ilustra as taxas de perda de contenção significativa de gás inflamável<sup>14</sup> nas instalações analisadas. Em todos os anos do período analisado exceto em 2013 a taxa apresentou valor acima do *benchmark* utilizado, tendo apresentado crescimento desde este ano até 2016.

As taxas de perdas de contenção maiores de gás inflamável são mostradas no Gráfico 21 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.

<sup>14</sup> **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.
- 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.

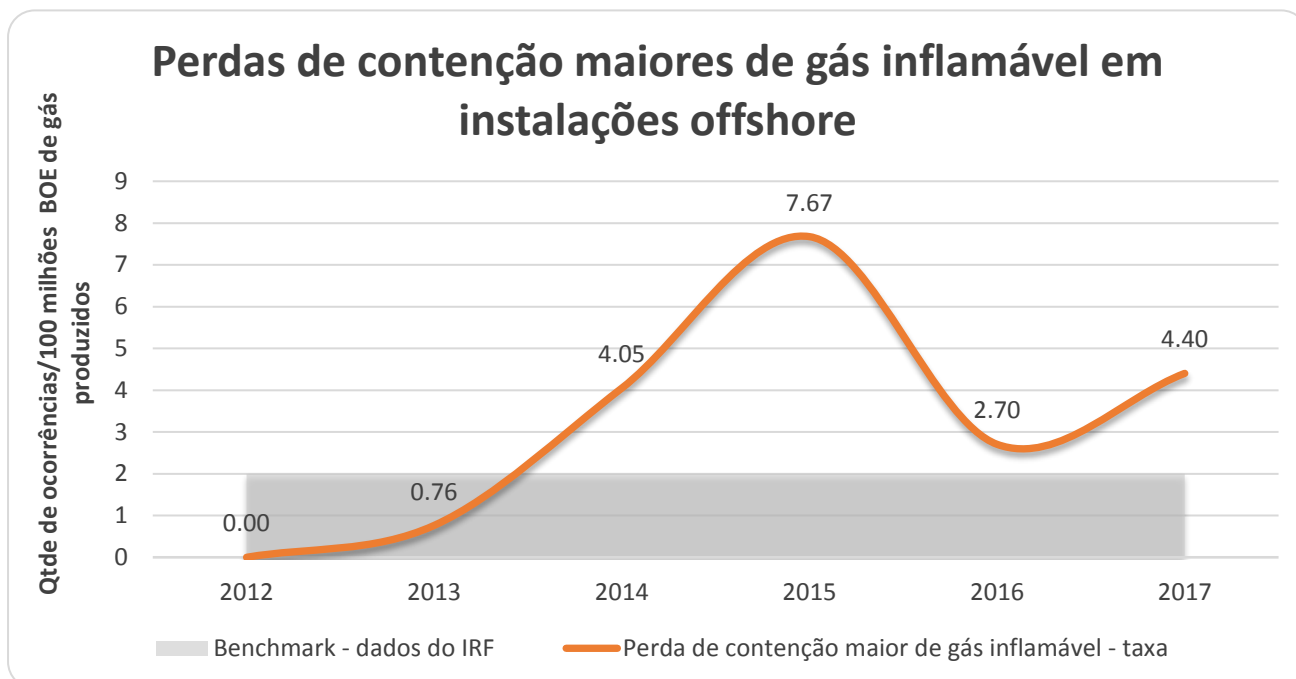


Gráfico 21 - Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

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.

Os eventos de abalroamento também estão alinhados a esta tendência. Enquanto há eventos de abalroamento significativo<sup>15</sup> comunicados à ANP, não há registros de abalroamentos maiores em instalações de exploração e produção atuando no Brasil. O Gráfico 22 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção.

<sup>15</sup> **Abalroamento Significante** é qualquer abalroamento 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.

**Abalroamento Maior** é qualquer abalroamento 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.



## Abalroamentos significantes em instalações offshore

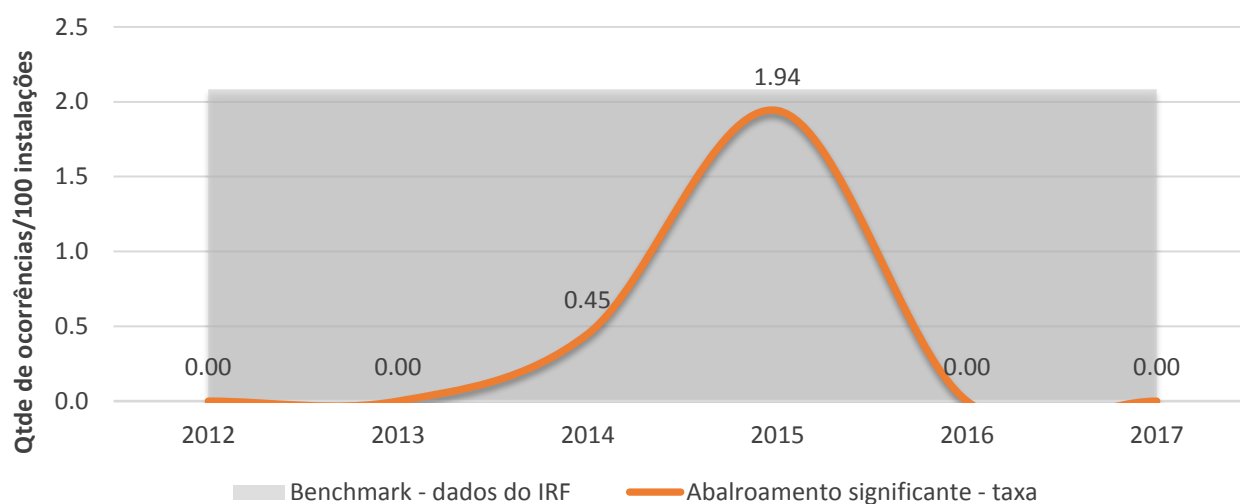


Gráfico 22 - Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

Conforme pode ser observado no gráfico acima, no período analisado os abalroamentos significantes se mantiveram dentro dos valores de *benchmark*. Destaca-se que não houve ocorrências reportadas deste tipo de incidente nos anos de 2012, 2013, 2016 e 2017.

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 apresentadas as taxas relativas aos eventos de princípio de incêndio<sup>16</sup>, tipo de incidente não monitorado pelo IRF.

O Gráfico 23 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 estabilização no último ano.

<sup>16</sup> **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.

## Princípios de incêndio em instalações offshore

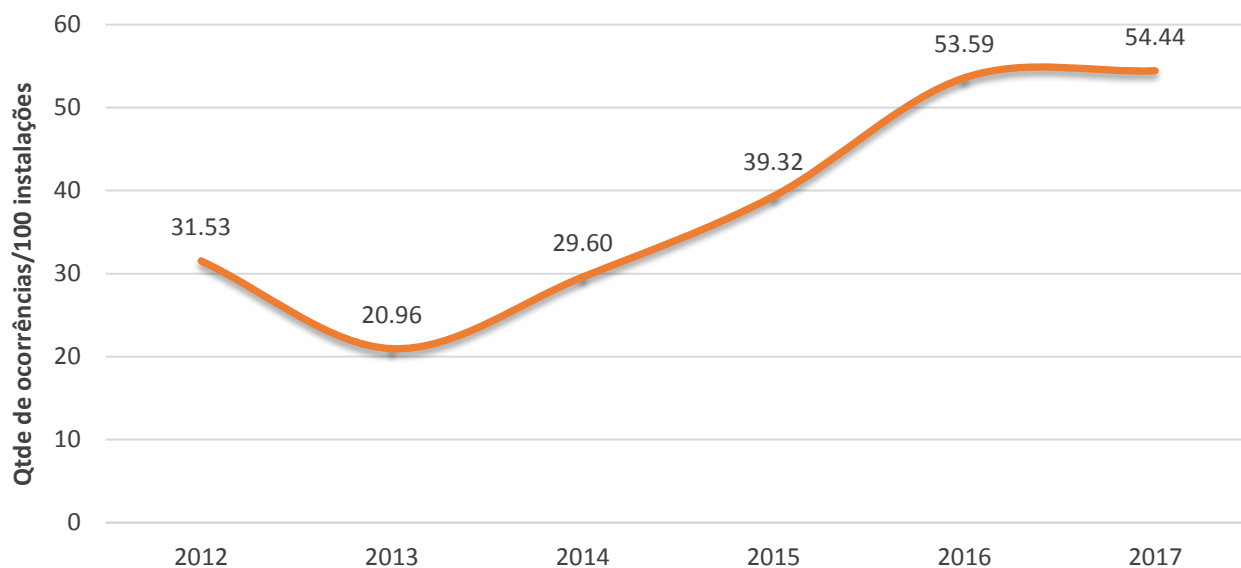


Gráfico 23 - Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

As taxas de incêndios significantes, apresentadas no Gráfico 24, oscilaram entre o valor máximo no ano de 2014 e valor nulo nos anos de 2012 e 2015. As taxas resultantes se encontram dentro da faixa de referência em todo o período analisado.

## Incêndios significantes em instalações offshore

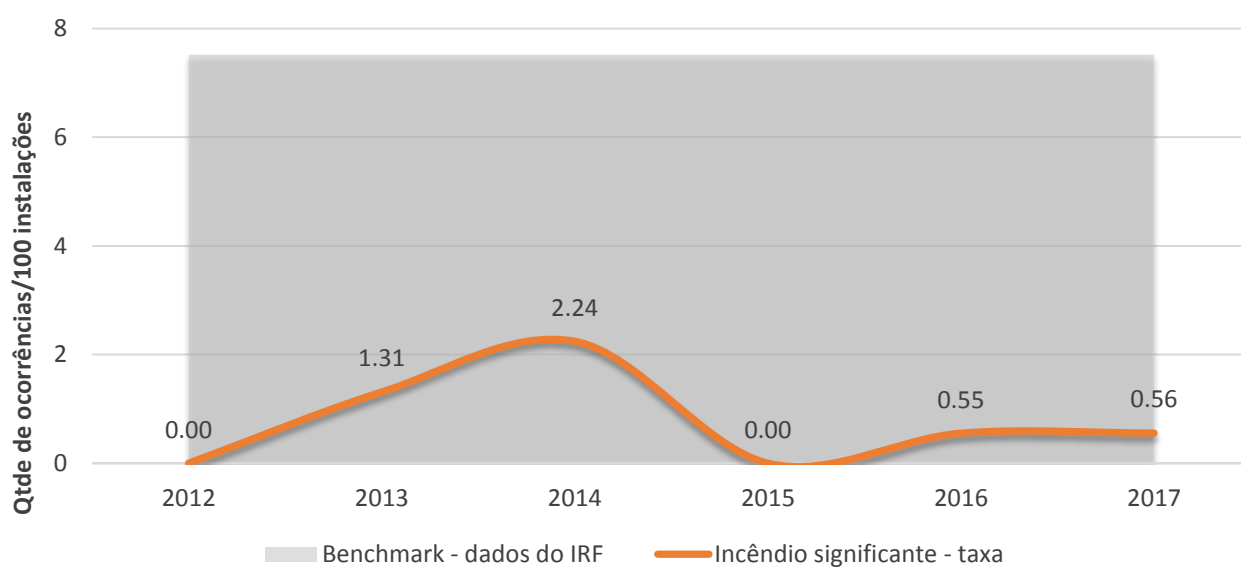


Gráfico 24 - Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

O Gráfico 25 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.

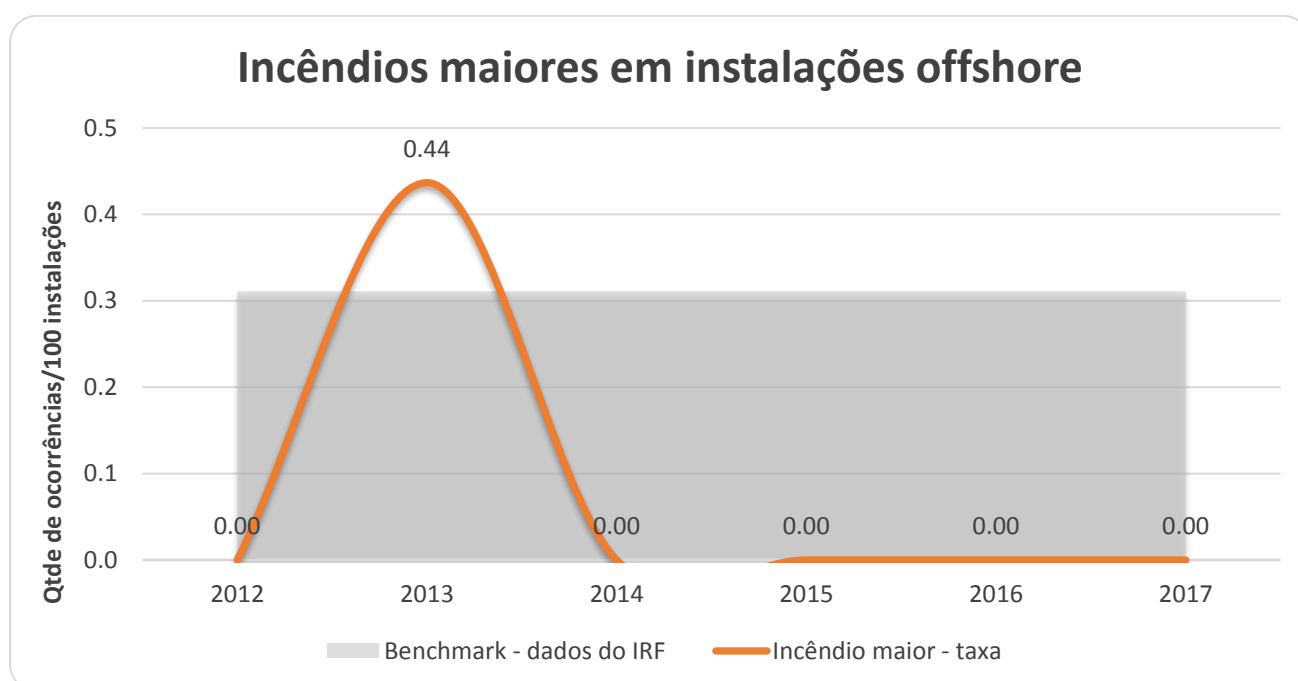


Gráfico 25 - Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2017

### 3.1. Plataformas marítimas de produção

A seguir são apresentados os tipos de incidentes mais recorrentes em plataformas de produção. De forma semelhante à utilizada para apresentação dos incidentes envolvendo instalações *offshore* em geral, os dados serão exibidos na forma de taxas que correspondem à quantidade de ocorrências por milhão de horas trabalhadas, que pode ser considerada uma medida direta da exposição humana ao risco e da complexidade das atividades realizadas pela indústria.

O Gráfico 26 a seguir mostra a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

## Quase acidentes e acidentes em plataformas de produção

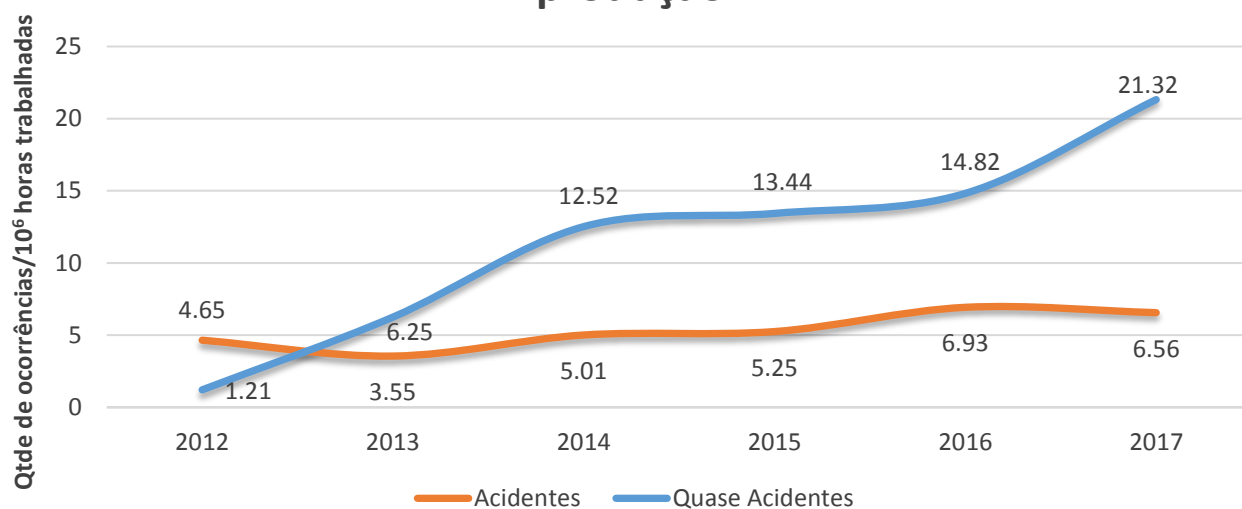


Gráfico 26 - Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

Como pode ser observado no gráfico acima, as taxas relativas aos acidentes permanecerem em níveis estáveis no período analisado, enquanto as taxas relativas aos quase acidentes aumentaram em maior proporção de 2012 a 2014 e permaneceram aumentando desde então.

O aumento acentuado nas taxas relativas aos quase acidentes não deve ser interpretado como um aumento na ocorrência de quase acidentes, e sim da notificação dos mesmos, conforme mencionado anteriormente.

Para as plataformas marítimas, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) paradas emergenciais de plantas de processo (*Emergency Shutdowns* – ESD); (ii) quase acidentes de alto potencial; (iii) quedas de objetos; (iv) perdas de contenção primária; (v) falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança operacional; e (v) constatação de mancha de origem indeterminada.

### Paradas emergenciais em plataformas de produção

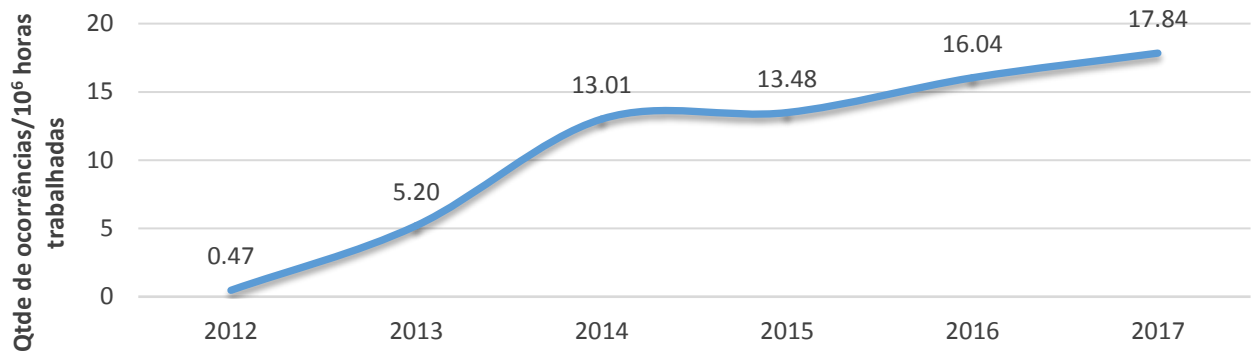


Gráfico 27 - Taxas de paradas emergenciais por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

### Quase acidentes de alto potencial em plataformas de produção

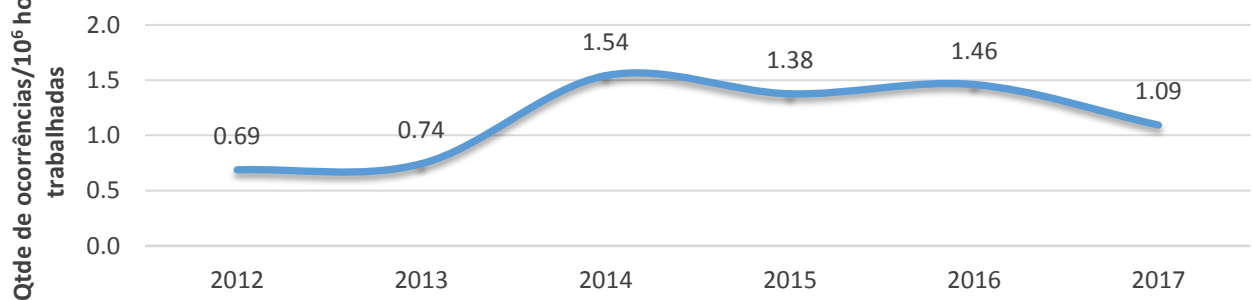


Gráfico 28 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

### Quedas de objetos em plataformas de produção

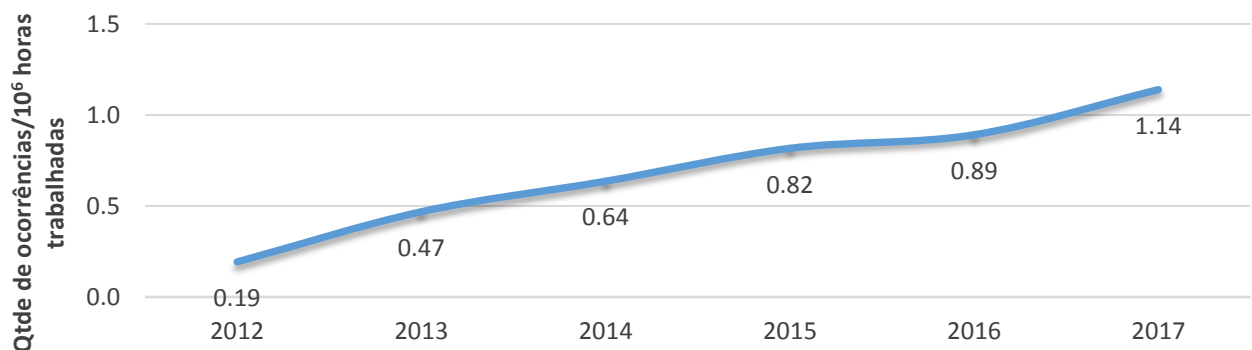


Gráfico 29 - Taxas de quedas de objetos por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017



Gráfico 30 – Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

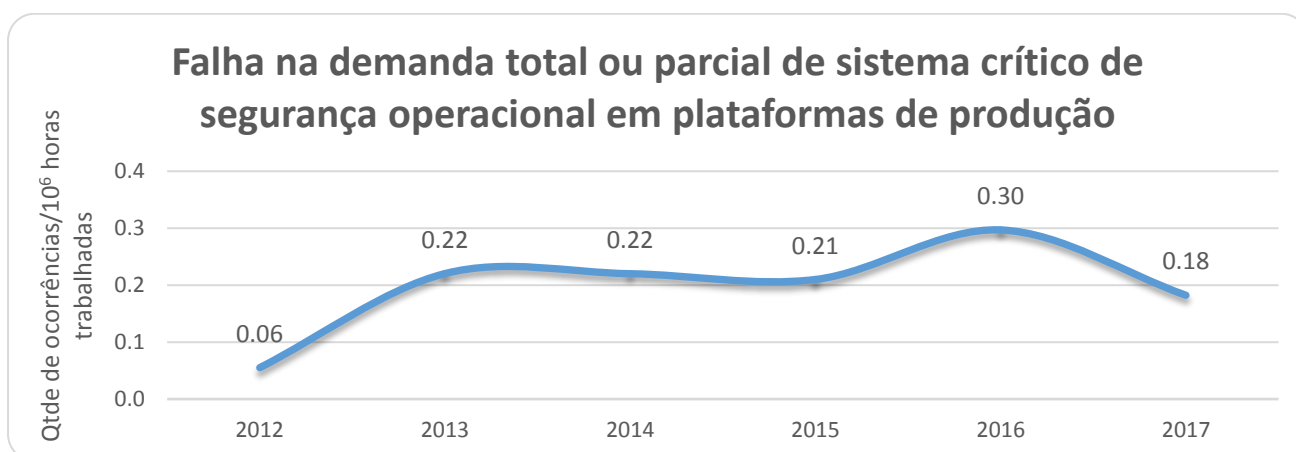


Gráfico 31 – Taxas de falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

Analisando-se os gráficos apresentados, pode-se concluir que as taxas de quase acidentes em plataformas de produção, de maneira geral, atualmente apresentam tendência de estabilização, após apresentarem aumentos no início do período de comunicação. No entanto, conforme mencionado anteriormente, esse crescimento inicial pode ser creditado ao aumento na notificação deste tipo de evento incidental, mostrando um aumento da aderência dos agentes do setor à regulamentação sobre comunicação de incidentes. As perdas de contenção primárias e quedas de objeto, por sua vez, apresentam tendência de crescimento ano a ano em todo o período.

Para as plataformas marítimas, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) descargas; (ii) princípios de incêndio; (iii) perdas de contenção de gás inflamável; e (iv) paradas não programadas.

### Descargas em plataformas de produção

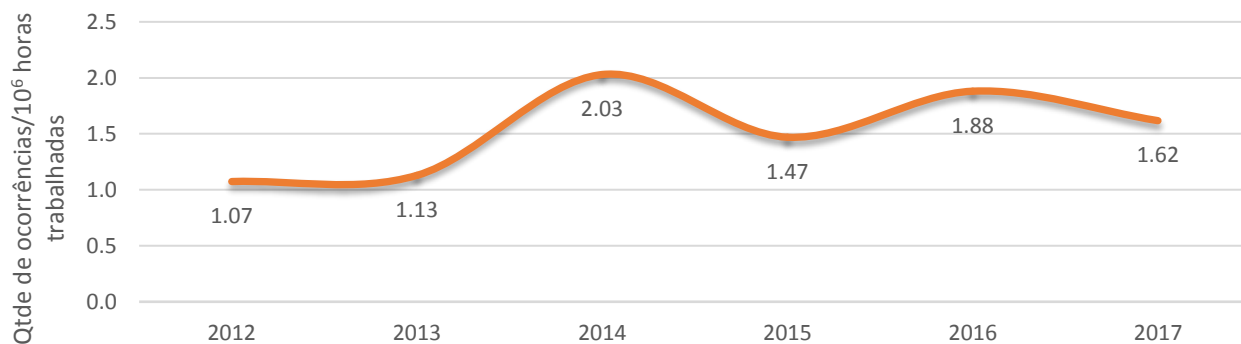


Gráfico 32 – Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

### Princípios de incêndio em plataformas de produção

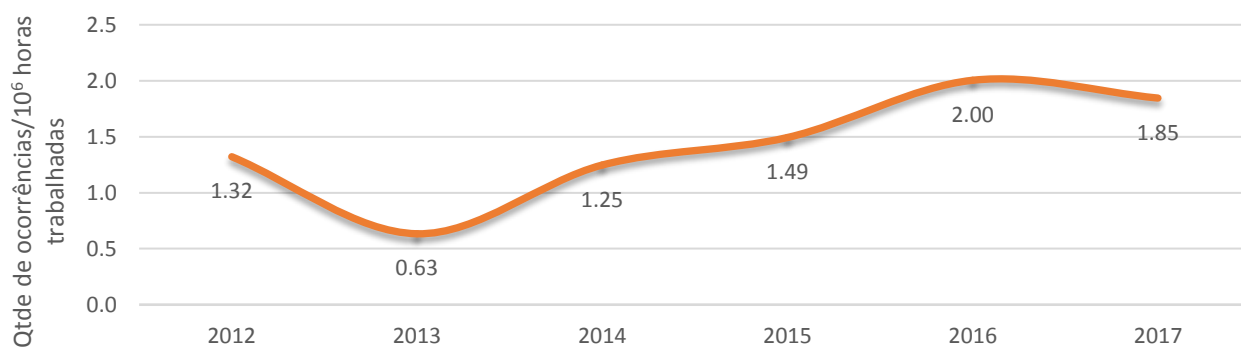


Gráfico 33 - Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

### Perda de contenção de gás inflamável em plataformas de produção

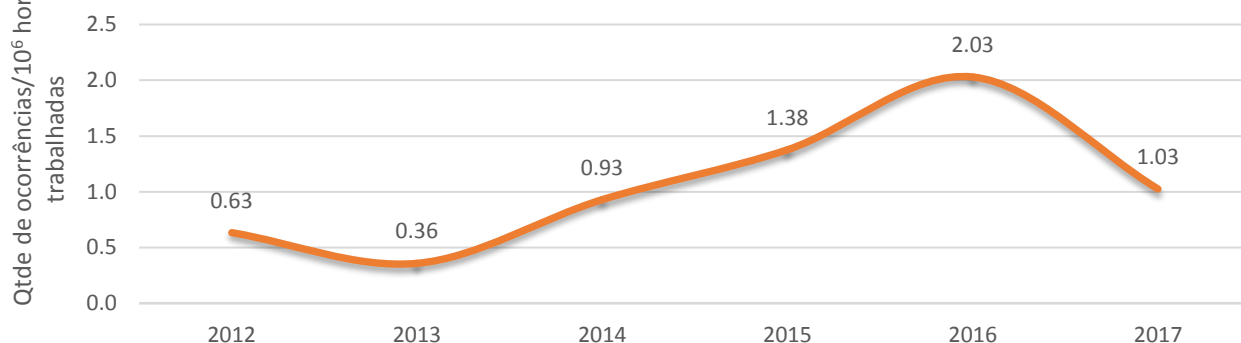


Gráfico 34 - Taxas de perdas de contenção de gás inflamável por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

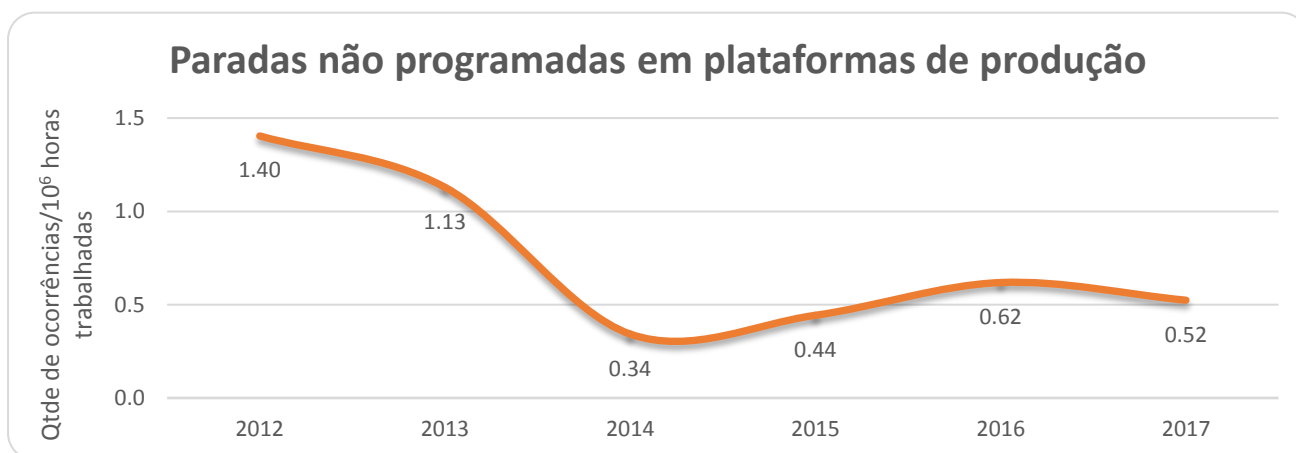


Gráfico 35 - Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2017

Em relação às taxas de acidentes em plataformas de produção, destacam-se as relativas a princípios de incêndio e perdas de contenção de gás inflamável, que apresentaram aumentos consecutivos de 2013 a 2016, apresentando redução no último ano.

### 3.2. Sondas marítimas de perfuração e intervenção

Neste item serão abordados os tipos de incidentes mais recorrentes em sondas de perfuração marítimas, também normalizados por milhão de horas trabalhadas.

O Gráfico 36 mostra a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

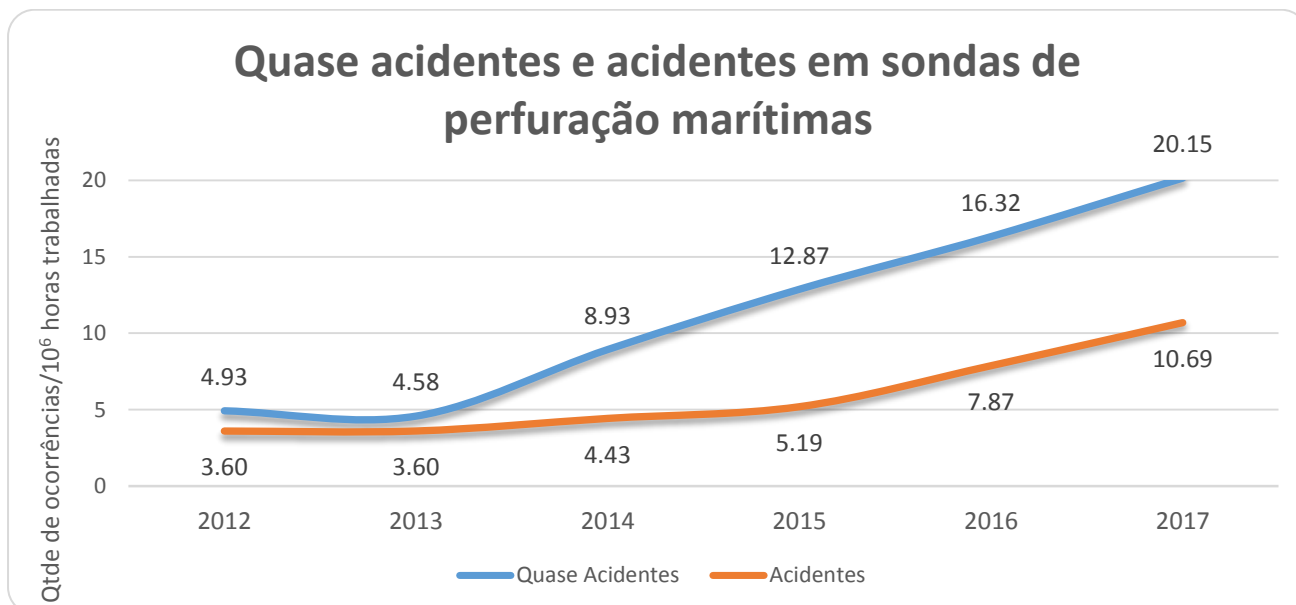


Gráfico 36 - Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017



## Quase acidentes e acidentes em sondas de perfuração marítimas

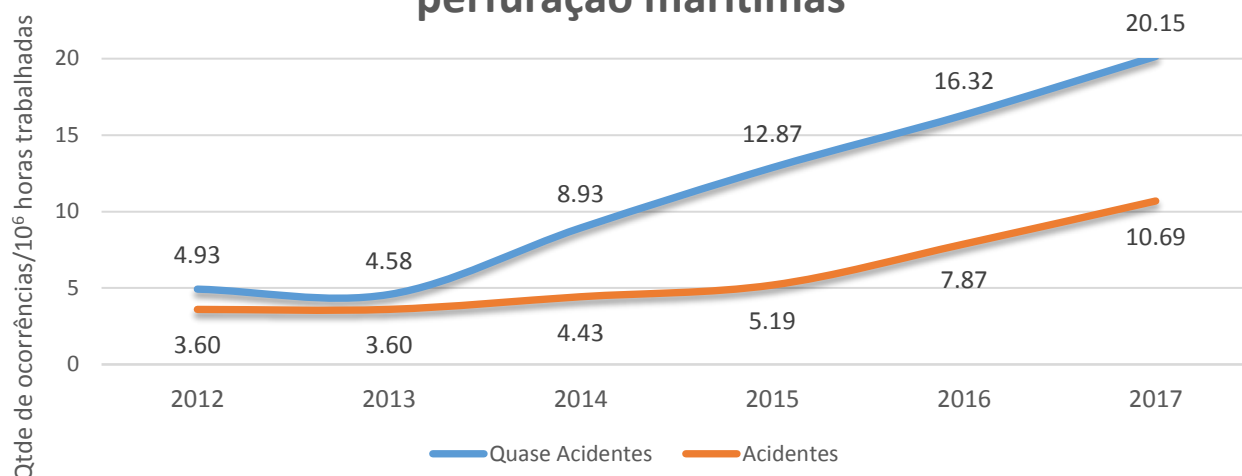


Gráfico 36 - Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

Como pode ser depreendido pela análise do gráfico acima, as taxas relativas a acidentes e quase acidentes apresentaram comportamento semelhante, tendo aumentado consecutivamente desde 2013. As taxas relativas a quase acidentes apresentaram aumentos mais pronunciados, o que deve ser interpretado não como aumento de ocorrência e sim como aumento nas notificações. Em 2017, foram notificados praticamente 2 eventos de quase acidentes para cada evento de acidente.

Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) perdas de contenção primária; (ii) quase acidentes de alto potencial; (iii) quedas de objetos; (iv) perda de contenção primária e (v) falhas no *Blowout Preventer* (BOP).

## Quase acidentes de alto potencial em sondas de perfuração marítimas

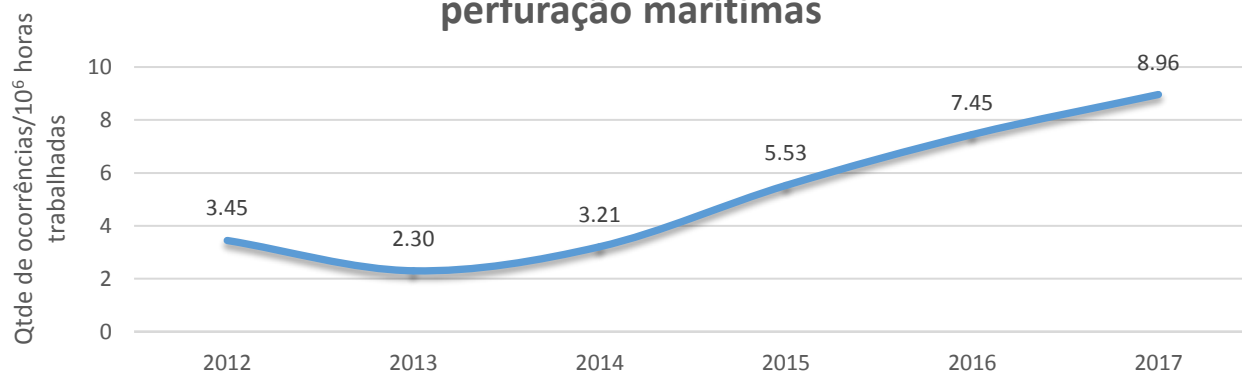


Gráfico 37 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

### Quedas de objetos em sondas de perfuração marítimas

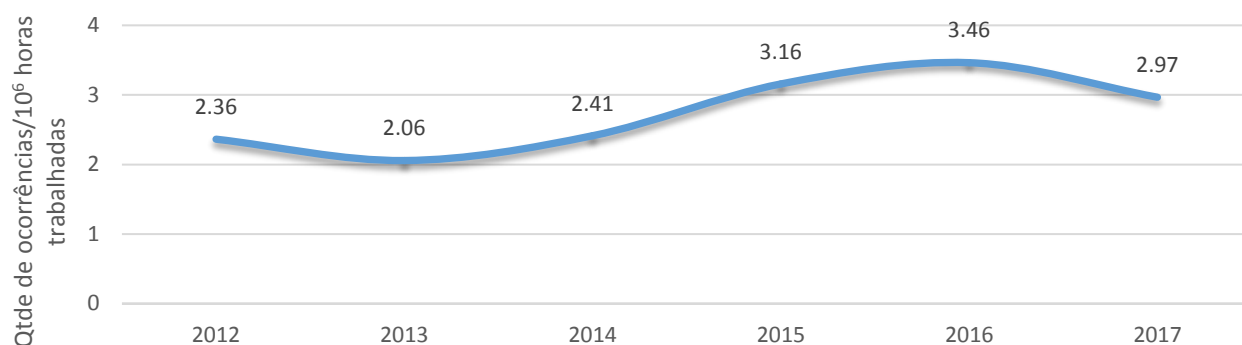


Gráfico 38 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

### Perdas de contenção primária em sondas de perfuração marítimas

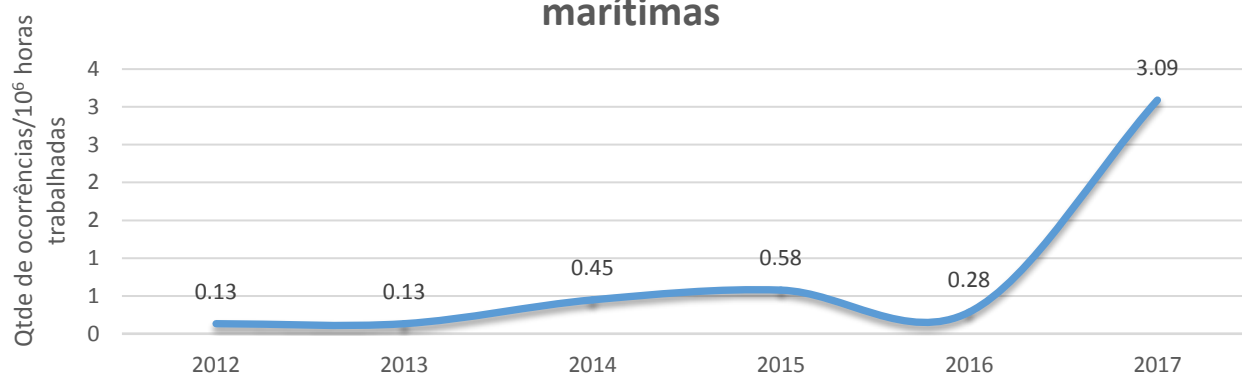


Gráfico 39 - Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

### Falhas no BOP em sondas de perfuração marítimas

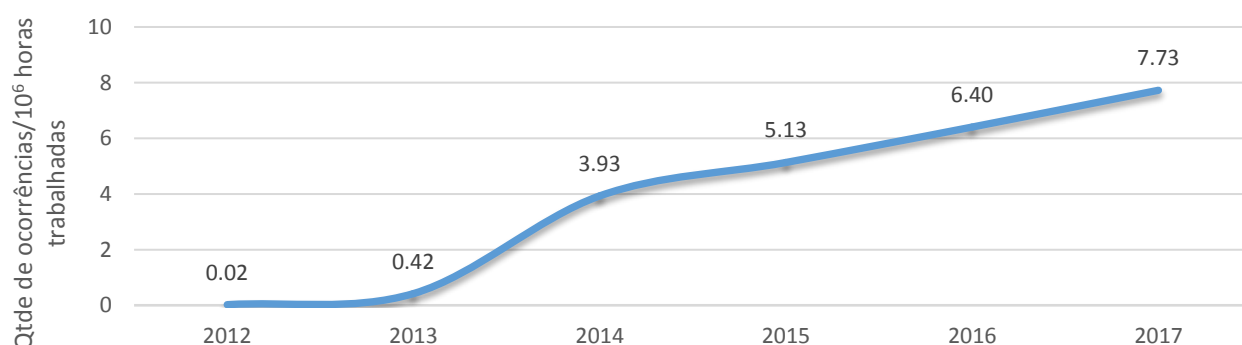


Gráfico 40 - Taxas de falhas no BOP por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

Ao se analisar os gráficos apresentados, é possível verificar que houve tendência de aumento relativo às taxas de quase acidentes em sondas de perfuração marítimas no período analisado, exceto para as taxas relativas às quedas de objetos.

Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) descargas; (ii) princípios de incêndio e (iii) paradas não programadas.

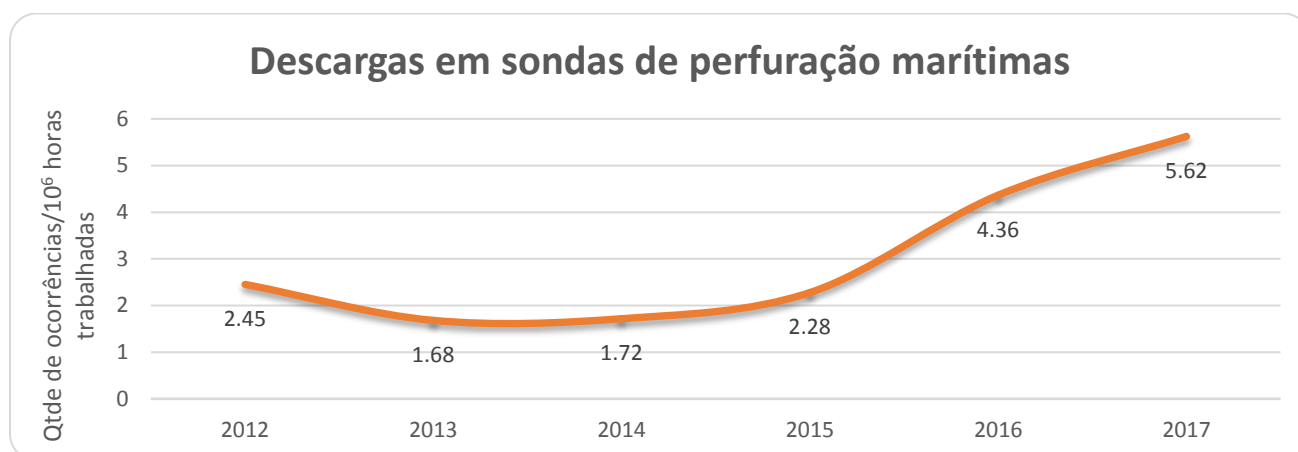


Gráfico 41 - Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

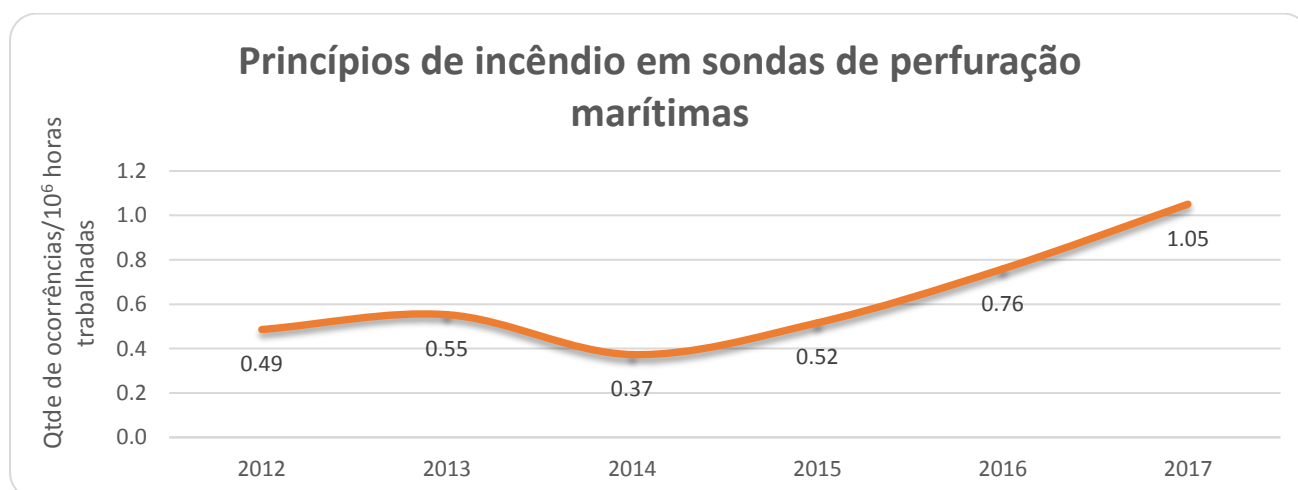


Gráfico 42 - Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

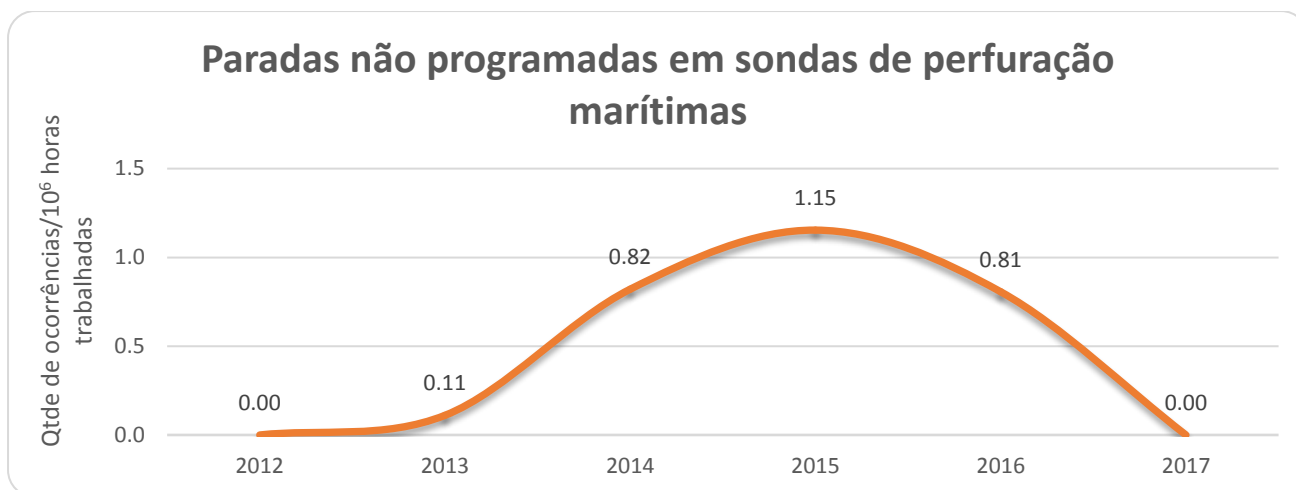


Gráfico 43 - Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2017

Ao se analisar os gráficos relativos às taxas de acidentes ocorridos em sondas de perfuração marítimas, percebe-se que as mesmas em geral apresentaram tendência de aumento nos últimos anos, exceto pelas taxas relativas às paradas não programadas.

### 3.3. Atividades terrestres

Neste capítulo, serão expostos os dados relativos a comunicados de incidentes ocorridos em atividades de exploração e produção terrestres, englobando as executadas em campos de produção, dutos e sondas terrestres.

O quantitativo de comunicados de incidentes é a primeira informação que deve ser observada; enquanto para atividades *offshore* foram realizadas mais de 1800 comunicações de incidentes em 2017, para atividades terrestres no mesmo ano foram realizadas cerca de 200 comunicações, ou seja, o universo de comunicados terrestres é de aproximadamente 10% dos comunicados relativos a atividades marítimas.

O Gráfico 49 exhibe os quantitativos de quase acidentes e acidentes comunicados para instalações terrestres entre os anos de 2012 e 2017.

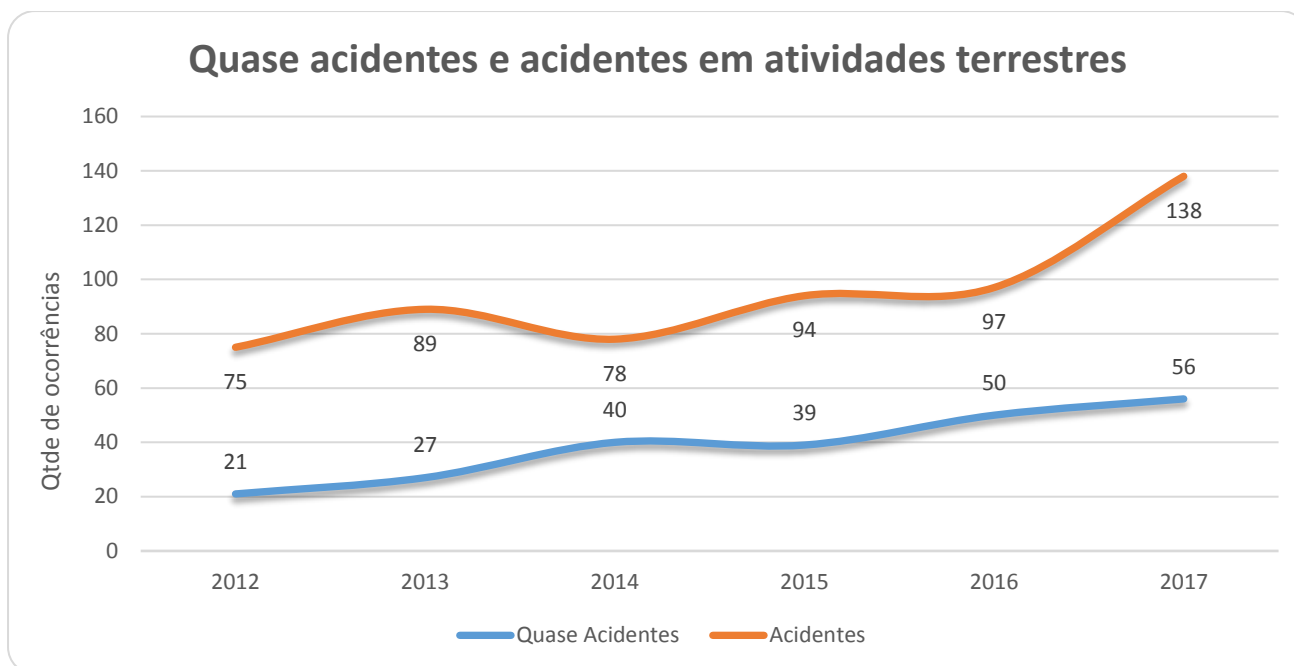


Gráfico 44 - Quase acidentes e acidentes comunicados relativos a atividades de exploração e produção terrestres entre 2012 e 2017

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 aqueles ocorram em maior quantidade. Portanto, os dados disponíveis levam a 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.

Adicionalmente, o IRF monitora apenas os dados relativos a instalações *offshore*, portanto não se dispõe de dados de *benchmark* para as instalações terrestres.

Portanto, os dados relativos aos incidentes ocorridos em instalações terrestres são apresentados na

Tabela 2 apenas na forma de quantidades absolutas, mostrando os tipos de incidentes com mais ocorrências para as instalações terrestres:

Tabela 2 – Tipos de incidentes com mais ocorrências para as instalações terrestres

<b>Tipo de Incidente</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>Quase Acidentes</b>	<b>21</b>	<b>27</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>50</b>	<b>56</b>
Paradas emergenciais de plantas de processo ( <i>Emergency Shutdowns – ESD</i> )	9	1	6	2	17	<b>12</b>
Queda de objetos	7	2	8	10	5	<b>6</b>
Quase acidentes de alto potencial	7	21	13	15	17	<b>7</b>
Perdas de contenção primária	4	7	19	19	3	<b>59</b>
<b>Acidentes</b>	<b>75</b>	<b>89</b>	<b>78</b>	<b>94</b>	<b>97</b>	<b>138</b>
Descargas	37	55	36	29	44	<b>73</b>
Perda de contenção de gás	1	2	1	7	8	<b>10</b>
Incêndio maior	0	0	1	1	1	<b>1</b>
Incêndio significativo	0	1	2	0	0	<b>0</b>
Princípio de incêndio	7	6	13	24	24	<b>17</b>
Explosões	0	2	0	1	0	<b>0</b>
Parada não programada superior a 24 (vinte e quatro) horas decorrente de Incidente Operacional	24	15	0	0	2	<b>0</b>

Conforme pode ser observado nos dados da tabela acima, os cinco tipos de incidentes mais comunicados para instalações terrestres são: (i) descargas; (ii) perdas de contenção primárias; (iii) princípios de incêndio; (iv) quase acidentes de alto potencial e (v) paradas emergenciais de plantas de processo (*Emergency Shutdowns – ESDs*).

#### **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 o(s) fator(es) causal(is) e a(s) causa(s) 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 2017, foi aberto 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.

#### **4.1. Acidente de explosão na sonda marítima Norbe VIII**

---

No dia 09/06/2017, a ANP recebeu Comunicação Inicial de Incidente na sonda Norbe VIII que relatava a ocorrência de explosão mecânica na caldeira auxiliar de popa, causando ferimentos graves em quatro funcionários. Posteriormente foram realizadas retificações na comunicação inicial, tendo sido informado que três dos quatro funcionários acidentados tinham vindo a óbito em decorrência dos ferimentos. Norbe VIII é um navio sonda de perfuração marítima, de propriedade da empresa Ocyan (ex-Odebrecht Óleo e Gás - OOG) que se encontrava operando para a Petrobras no campo de Marlim. O início de suas operações se deu em 2011. Na data do acidente, a sonda estava realizando operação de intervenção em poço.

Instantes antes do acidente, dois técnicos de inspeção de equipamentos de empresa contratada pela Ocyan acompanhavam, na sala de máquinas, a partida da caldeira auxiliar nº 1 realizada pelo Segundo Oficial de Máquinas, para observação da pressão de atuação das válvulas de segurança (PSVs). Esta operação tinha por objetivo determinar quais válvulas precisariam ser retiradas para calibração, quando então ocorreu a explosão, com liberação de vapor a alta temperatura que causou danos à caldeira auxiliar, painel de controle, bombas de água e ferimentos graves nos três funcionários que estavam no interior da sala e em um quarto funcionário que fazia trabalho de soldagem próximo à entrada da mesma.

A investigação realizada pela ANP teve por objetivo determinar as causas raiz do acidente e recomendar ações para evitar acidentes similares.

O primeiro fator causal identificado pela investigação foi a falha do sistema de controle de pressão, causada pelo fechamento indevido das válvulas agulha das tomadas de pressão, o que se constitui uma falha operacional.

O segundo fator causal encontrado foi a não atuação das válvulas de alívio de pressão (PSVs), que não cumpriram com sua finalidade de exercer o alívio de pressão para evitar a explosão. A inspeção realizada após o acidente constatou que ambas as válvulas da caldeira se encontravam com as molas de ajuste da pressão de abertura totalmente comprimidas, o que impediu seu o correto funcionamento nas condições previstas. Assim, a operação da caldeira com as PSVs travadas comprimidas e impossibilitadas de realizar sua função de alívio de pressão também representa uma falha operacional.

Associadas a esses fatores causais, foram identificadas como causas do incidente: (i) falha na Análise de Risco; (ii) falha em Gestão de Mudança; (iii) procedimento operacional



incompleto; (iv) falta de Permissão de Trabalho para o serviço; (v) ausência de procedimento de inspeção de equipamentos; (vi) falta de controle em serviços contratados; (vii) falha no controle de registros de operação das caldeiras; (viii), treinamento insuficiente; (ix) baixa percepção do risco e (x) falta de investigação para funcionamento anormal das PSVs.

O relatório completo da investigação do incidente pode ser acessado no site da ANP<sup>17</sup>.

## 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.

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 3 apresenta a distribuição das infrações constantes nos autos de infração emitidos pela SSM, objeto de condenação administrativa ano de 2017 por regulamento/tipo.

Tabela 3 – Infrações emitidas por tipo de descumprimento

<b>Regulamento Infringido</b>	<b>Número de Infrações</b>	<b>% do total</b>
Resolução ANP n° 43/2007 (SGSO)	130	56,8%
Resolução ANP n°06/2012 (RTDT)	36	15,7%
Resolução ANP n°02/2010 (SGI)	27	11,8%
Resolução ANP n° 37/2015	20	8,7%
Resolução ANP n°44/2009 (Comunicação de Incidentes)	8	3,5%
Descumprimento de notificação	5	2,2%
Resolução n° 46/2016 (SGIP)	2	0,9%
Portaria ANP n° 25/2002	1	0,4%
<b>Total</b>	<b>229</b>	

<sup>17</sup> <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>

Ao avaliar as infrações aos regulamentos de gestão da segurança operacional *offshore*, apresentaram maior recorrência, em 2017 as infrações relacionadas aos requisitos de integridade mecânica, gestão da informação e da documentação, monitoramento e melhoria contínua do desempenho e planejamento e gerenciamento de mudanças. Para atividades terrestres, verificou-se que os requisitos de identificação e análise de riscos e manutenção de equipamentos e tubulações aparecem com maior recorrência.

O Gráfico 45 abaixo mostra os valores das multas aplicadas e total pago pelos agentes regulados, de 2010 a 2017.

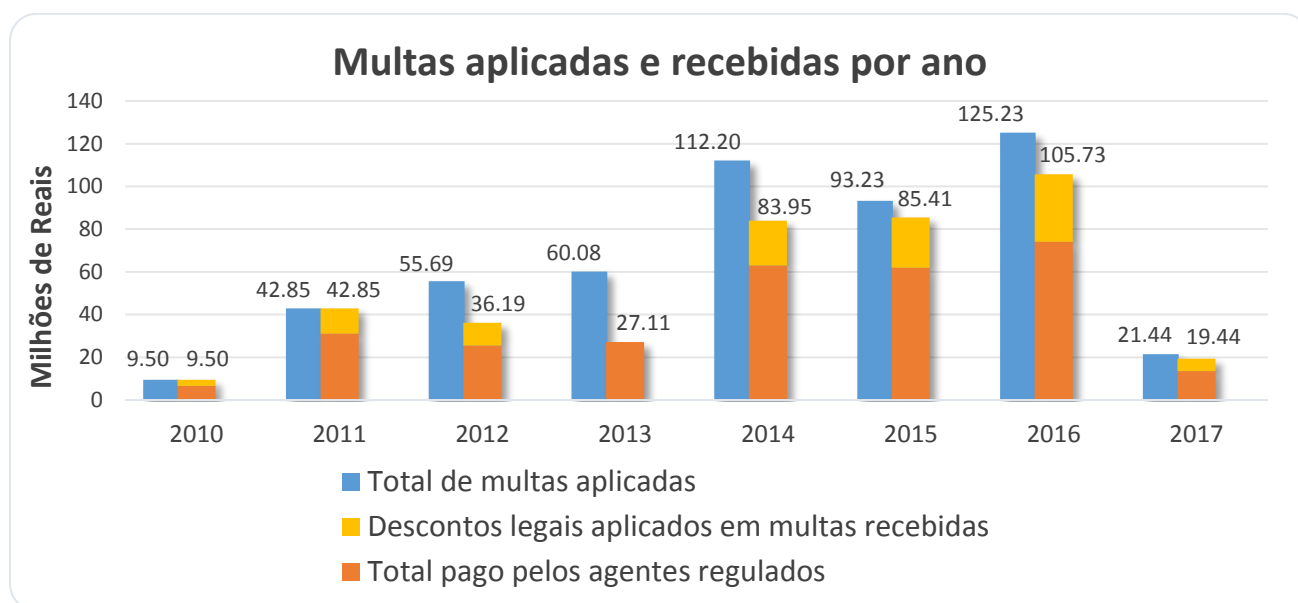


Gráfico 45 – Valores de multas aplicadas e recolhidas entre 2009 e 2017

Cabe observar que, do valor total de multas aplicadas em 2016, ano que apresentou o maior valor no período, cerca de 78 milhões de reais referem-se a uma única multa relacionada ao processo de autuação decorrente da investigação do incidente ocorrido no FPSO Cidade de São Mateus. Tal multa foi lavrada e encaminhada ao operador em dezembro de 2016.

Sobre o valor da multa fixado em primeira instância incide um desconto de 30% caso o agente regulado efetue o pagamento da multa no prazo, abdicando do direito de recorrer da decisão. Para melhor entendimento, o gráfico mostra também, somados aos valores pagos, os valores dos descontos legais que incidiram sobre as multas recolhidas.

A diferença entre a soma dos valores pagos com os descontos aplicados e os valores das multas aplicadas se deve, de forma geral, a processos que estão sob contestação judicial por parte do autuado, sem pagamento realizado. O Gráfico 46 abaixo mostra a relação percentual entre os valores das multas recebidas somadas ao desconto legal e os valores das multas

aplicadas em primeira instância. A comparação entre os valores permite depreender a efetividade da aplicação de multas pela SSM no ano de referência.

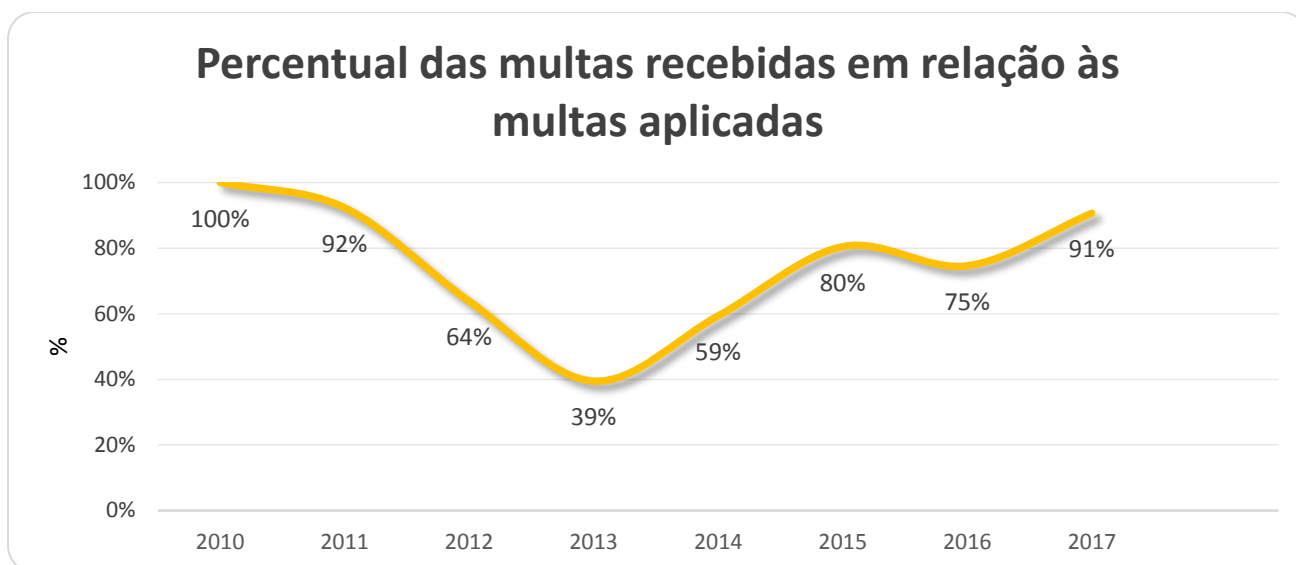


Gráfico 46 – Percentual entre as multas recebidas somadas ao desconto legal sobre as multas aplicadas

## 6. INTERRUÇÃO 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 2017, foram realizadas 2 interdições decorrentes de ações de fiscalização da SSM, destas, uma foi em campo terrestre e uma em sonda de perfuração, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – 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 Rio Branco, FAV-03 e FAV-14	Campo Terrestre	Nova Petróleo	Total	07/02/2017	05/10/2017
Norbe VIII	Sonda Marítima	Petrobras	Parcial	14/6/2017	-

Entre os desvios que motivaram interdições das instalações realizadas em 2017, observa-se a falta de autorização de operação e regularidade para sistema de combate a incêndio, ausência de planos de inspeção que contemplasse os tanques e dutos da concessão e de

evidência de que os tanques e dutos da concessão tivessem sido submetidos à inspeção extraordinária, bem como medida cautelar para garantir o restabelecimento das condições de segurança de unidade que sofreu danos decorrentes de acidentes operacional.

Cabe ressaltar que, apesar de terem sido realizadas apenas duas interdições em 2017, neste ano foram lavradas 13 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. CONCLUSÕES

---

O Relatório de Segurança Operacional e Meio Ambiente de 2017 demonstra avanços em relação ao histórico das atividades de E&P no Brasil, porém ainda há pontos que necessitam atenção para que ações efetivas garantam a melhoria contínua dos resultados ora apresentados. Neste sentido, resultados como os relacionados à tendência de aumento de eventos de perda de contenção e princípio de incêndio demandam iniciativas adicionais por parte de todos os agentes do setor, de forma a identificar causas e ações de melhoria.

A manutenção da presença da ANP em campo, o desenvolvimento de normas regulatórias, com foco em performance e risco, e o fortalecimento da integração técnica da SSM com os diversos segmentos do mercado apoiam o desenvolvimento da segurança das atividades do *upstream*. O estabelecimento do diálogo com os agentes do setor aprimora o entendimento dos requisitos e das demandas do regulador, influenciando a identificação e o desenvolvimento de melhores práticas pela indústria. A redução da gravidade de não-conformidades das atividades de fiscalização da SSM/ANP corrobora com tal entendimento, demonstrando uma melhoria do cumprimento dos requisitos estabelecidos e o foco na gestão de elementos e cenários críticos. Peca apenas a identificação do aumento de não-conformidades associadas à identificação e gestão de riscos quando comparado o ano analisado com o histórico de não-conformidades.

Ademais, a SSM/ANP tem tomado diversas iniciativas para o aprimoramento de sua abordagem e o fomento à adoção de um gerenciamento de riscos eficaz. Neste sentido, o processo de *follow up* de não conformidades tem sido aprimorado para garantir que ações efetivas sejam endereçadas tanto para não-conformidades identificadas pela ANP como para quaisquer desvios identificados pelos Agentes regulados, como por exemplo, causas de incidentes, não-conformidades de auditorias internas e ações de melhoria identificadas em simulados de emergência. As recomendações de incidentes investigados pela ANP também foram contextualizadas, disponibilizadas no site da ANP de uma forma mais explicativa e tem sido objeto das auditorias da SSM/ANP, permitindo o pleno esclarecimento na instalação e

junto a força de trabalho. Os ajustes no Manual de Comunicação de Incidentes permitiram o aprimoramento do esclarecimento dos incidentes comunicáveis, como classifica-los e quais informações são necessárias para o pleno entendimento do evento. Em adição, foi estabelecido um procedimento para o acompanhamento de incidentes de alto potencial que não necessariamente demandam a abertura de uma investigação por parte da ANP.

Por fim, é importante lembrar da necessidade da manutenção e do aprimoramento do empenho das lideranças de diversos operadores e empresas de serviço para a cooperação e compartilhamento de informações e experiências de Segurança Operacional. Afinal, a garantia da segurança e prevenção de acidentes é objetivo comum a todos, protegendo as pessoas, o meio ambiente, os ativos e todos os benefícios que a indústria do petróleo trazem para a sociedade brasileira.

## **8. REFERÊNCIAS**

---

*IRF Country Performance Measures*, disponível em:

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

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

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

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

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

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

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

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

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