



Nota Técnica nº 103/2013/NFP

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2013

1 OBJETIVO

Apresentar para apreciação da Diretoria Colegiada da ANP a minuta de nova resolução que estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na comunicação de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo.

2 REFERÊNCIA NORMATIVA

A medição fiscal de petróleo e gás natural tem como base legal a Lei nº 9.478/97, que dispõe sobre a política energética nacional, e à qual se seguem preceitos que dão suporte às ações de monitoração realizadas por este Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural.

A referência normativa de embasamento aos processos de regulação da medição e, por conseguinte, ao presente processo administrativo, consiste no Decreto nº 2.705/99, na Portaria Conjunta ANP/Inmetro, nº 01/2000, na Resolução Conjunta ANP/Inmetro, nº 01/2013 e na Portaria ANP nº 69/2011, mais especificamente nos artigos e itens abaixo descritos:

2.1 Decreto nº 2.705/99

O Decreto nº 2.705, de 4 de agosto de 1998, estabeleceu as diretrizes para a medição dos volumes produzidos de petróleo e gás natural, conforme verifica-se a seguir:

Capítulo III

Da medição dos volumes de produção

Art. 4º. A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados



periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere:

I - à periodicidade da medição;

II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos;

III - à frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados;

IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de Petróleo e Gás Natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto.

Art. 5º. A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada.

Art. 6º. Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento.

Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto."(grifos nossos)

2.2 Portaria ANP/Inmetro nº 01/2000

Para dar cumprimento às diretrizes dispostas no Decreto nº 2.705/99, foi emitida a Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1, em 19 de junho de 2000. Essa norma veio estabelecer



os requisitos mínimos para a medição de petróleo e gás natural, conforme se verifica em seu artigo primeiro:

“Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.” (grifos nossos)

2.3 Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 01/2013

Revisando a Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000, e ainda para dar cumprimento às diretrizes dispostas referem o Decreto n.º 2.705/99, a Lei nº 12.276/2010 e a Lei n.º 12.351/2010, foi emitida a Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, em 10 de junho de 2013. Essa norma veio estabelecer os requisitos mínimos para a medição de petróleo e gás natural, conforme se verifica em seu artigo primeiro:

“Aprovar o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Resolução, o qual estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.” (grifos nossos)

2.4 Portaria ANP nº 69/2011

De acordo com a Portaria ANP nº 69, de 6 de abril de 2011, compete ao Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção:

“Art. 43 Compete ao Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção:

I - fiscalizar os sistemas de medição nas instalações de petróleo e gás natural;

II - fiscalizar a movimentação de petróleo e gás natural nas instalações de embarque e desembarque referentes às estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural;

III - propor a regulamentação técnica, os procedimentos e as diretrizes relativos à medição da produção de petróleo e gás natural, em conjunto com as demais instituições governamentais competentes;

IV - verificar a integridade dos dados de produção fornecidos pelos concessionários;

V - analisar o desempenho técnico-operacional dos concessionários, buscando estabelecer referências para o controle e a medição da produção, no que se refere a padrões operacionais;

VI - monitorar os níveis de queima de gás natural e fiscalizar o cumprimento das regras relativas aos limites autorizados;

VII - analisar e prover parecer sobre a adequação de procedimentos dos concessionários em situações de falha dos sistemas de medição e no tocante às exceções do Regulamento Técnico de Medição.”(grifos nossos)

Resta, pois, evidenciada a competência legal deste Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural para propor a edição de nova resolução que regulamente itens do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

3 HISTÓRICO

A Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, de 10 de junho de 2013, que entrará em vigor em 10 de dezembro de 2013, estabelece os seguintes requisitos:

“5.4.3. Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição

5.4.3.1. Em um sistema de medição, a falha de sistema ou falha presumida pode ser detectada:

a) Durante a operação, se o sistema apresentar problemas operacionais, fornecer resultados errôneos ou forem comprovadas regulagens ou ajustes não autorizados;

b) Durante a calibração, se o sistema apresentar erros ou variações na calibração acima dos limites ou se os instrumentos não puderem ser calibrados.



5.4.3.2. Quando for detectada uma falha de sistema ou presumida num instrumento, o mesmo deve ser retirado de operação e substituído imediatamente.

*5.4.3.3. Em atendimento ao disposto no subitem 5.1, **deverá ser elaborado um relatório técnico apontando as razões da falha, as conseqüências potenciais e as ações corretivas para continuidade do processo de medição.***

5.4.3.4. A estimativa dos volumes afetados deverá ocorrer conforme especificado para cada aplicação:

*a) A estimativa do volume de produção de petróleo e gás natural ou medição de apropriação contínua da produção, **entre o momento da falha e o retorno à normalidade será estimada com base em metodologia aprovada pela ANP; A Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelece:***

*5.4.3.6. O Agente regulado deve informar à ANP, no prazo de setenta e duas horas, da ocorrência ou detecção de uma falha do sistema de medição fiscal ou para apropriação da produção, assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição ou quando houver interrupção total ou parcial da medição, **em padrão definido por este órgão.***

5.4.3.7. Para falha de sistema, a notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados, sugerindo um período representativo para o cálculo, e a previsão de retorno à normalidade do sistema de medição.

5.4.3.8. Para falha presumida, a notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados e a previsão de retorno à normalidade do sistema de medição.

5.4.3.9. As ocorrências de falha de medição, devidamente documentadas, deverão ser armazenadas.

5.4.4. Em caso de falha de enquadramento do petróleo, o agente regulado deve informar a ANP, em padrão definido por esta, dentro de setenta e duas horas da ocorrência de falha de enquadramento do petróleo na especificação definida nos subitens 7.1.7 e 7.3.15." (grifos nossos)

Em 28 de junho de 2013, foi enviado a todos os concessionários o Ofício-Circular nº 003/2013/NFP-ANP que tem como assunto a elaboração do regulamento da notificação de





falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo.

De modo a efetuar essa regulamentação, foi encaminhado anexo ao ofício circular supracitado, um questionário que pontua temas centrais para a obtenção de sugestões dos agentes envolvidos:

Questionário para diagnóstico sobre a elaboração do regulamento da notificação de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo.
Nome da Empresa / Instituição:
1. A operadora entende ser necessária e importante a regulamentação da notificação de falhas de sistema de medição de petróleo e gás natural, e falhas no enquadramento de petróleo?
2. Qual o benefício esperado pela operadora na regulamentação da notificação de falhas de sistema de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo? Descrever os possíveis benefícios técnicos e/ou financeiros.
3. Na visão da operadora, quais são os diferentes tipos de falha de sistemas de medição de petróleo e gás natural? Descrever.
4. A operadora entende ser necessário preestabelecer metodologia de estimativa dos volumes produzidos para alguns casos típicos de falhas de sistemas de medição? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).
5. Quais os casos típicos de falhas de sistemas de medição que podem ter a metodologia de estimativa dos volumes preestabelecida pela ANP?
6. Descrever as metodologias adequadas, na visão da operadora, para as estimativas dos volumes nos casos típicos de falhas de sistema de medição.
7. Qual o período máximo para a substituição de um medidor primário que apresente problemas operacionais? Se existirem diferentes realidades, esclarecer e exemplificar.
8. Qual o período máximo para a substituição de instrumentos de medição associado que apresente problemas operacionais? Se existirem diferentes realidades, esclarecer e exemplificar.
9. A operadora entende ser necessário estabelecer um padrão para o relatório técnico a ser elaborado em casos de falhas de sistemas de medição, conforme exigido pelo RTM? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s), e sugerir um modelo.
10. A operadora realiza gestão dos eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento de petróleo? Se sim, exemplificar os ganhos obtidos com a gestão realizada.
11. A operadora entende ser melhor o envio para a ANP das notificações de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento do petróleo por meio de Webservice (arquivos no formato XML)?

X

12. Como a operadora entende que deve ser caracterizado o momento de detecção da falha de sistema de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento do petróleo? Descrever a caracterização da detecção para os diferentes tipos de falhas.

Em resposta ao Ofício-Circular nº 003/2013/NFP-ANP, foram recebidos, por escrito, os documentos com as respostas do questionário das seguintes operadoras:

- ✓ Alvopectro (identificação do documento: OF.SSA 061/13), fls. 236/238;
- ✓ BP Energy do Brasil Ltda. (identificação do documento: BP/PPR-050/2013), fls. 249/254;
- ✓ Cheim Petróleo & Gás (identificação do documento: cpg/carta nº 052/2013), fls. 273;
- ✓ Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. (identificação do documento: BD-REGU-0099/13), fls. 243/244;
- ✓ IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (identificação do documento: IBP-GÁS 010/2013) .Conforme acordado este documento apresenta os comentários da Repsol Sinopec Brasil; fls. 275/278;
- ✓ Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras (identificação do documento: E&P-ENGP 0016/2013), fls. 260/262v;
- ✓ Petrosyenergy Ltda. (identificação do documento: PSY-ESCMAC-OP-0128-2013), fls. 240/241;
- ✓ OGX Petróleo e Gás S/A (identificação do documento: OGX/E&P nº 478 de 05/08/2013), fls. 267/271;
- ✓ Shell Brasil Petróleo Ltda. (identificação do documento: SBEP-CX-995/13), fls. 256/258; e Shell Brasil Petróleo Ltda. (identificação do documento: SBEP-CX-1124/13), fls. 301.
- ✓ Sonangol Starfish Oil & Gas S.A (identificação do documento: SSOG nº 0683/2013), fls. 246/247.
- ✓ Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. (identificação do documento: SBR-PA-ANP-L-00823/13), fls. 264/265.

4 RESPOSTAS AO OFÍCIO-CIRCULAR Nº 003/2013/NFP-ANP

Apresentamos a seguir um resumo das respostas ao questionário dos concessionários mencionados:

X



Pergunta nº 1: A operadora entende ser necessária e importante a regulamentação da notificação de falhas de sistema de medição de petróleo e gás natural, e falhas no enquadramento de petróleo?

Respostas: Todas as operadoras que enviaram respostas entendem ser de suma importância a regulamentação da notificação de falhas de sistema de medição de petróleo e gás natural, definindo critérios claros e objetivos para a caracterização das mesmas e os procedimentos a serem tomados. (Alvopetro, BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A., Petrobras, Petrosynergy LTDA., Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasil Petróleo LTDA., Sonangol Starfish Oil & Gas S.A e Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA.).

Análise das Respostas: Consideramos necessária e importante a regulamentação da operacionalização do disposto nos itens 5.4.3 e 5.4.4 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, bem como estabelecer alguns outros pontos sobre a matéria.

A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, tratam deste ponto.

Pergunta nº 2: Qual o benefício esperado pela operadora na regulamentação da notificação de falhas de sistema de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo? Descrever os possíveis benefícios técnicos e/ou financeiros.

Respostas: Em geral as empresas que enviaram respostas entendem que a padronização proveniente da regulamentação reduziria as dúvidas e questionamentos a respeito do assunto em questão além de agilizar e aumentar a transparência do processo (Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A, Petrosynergy LTDA., Shell Brasil Petróleo LTDA., Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA., Sonangol Starfish Oil & Gas S.A e Repsol Sinopec Brasil). E segundo empresas como Petrobras e Alvopetro as estimativas do volume produzidos seriam mais fidedignas e assim reduziria perdas e seria observada uma melhoria no processo de medição. A BP Energy do Brasil LTDA entendeu a pergunta de maneira diferente da esperada, e sugeriu medidas que a ANP poderia tomar afim de gerar benefícios às operadoras.

X

Análise das Respostas: Concordamos com as observações das respostas recebidas pelas operadoras, pois a regulamentação representa maior clareza para os objetivos da ANP e os requisitos que devem ser atendidos pelos agentes regulados.

Pergunta nº 3: Na visão da operadora, quais são os diferentes tipos de falha de sistemas de medição de petróleo e gás natural? Descrever.

Respostas: As empresas que responderam esta pergunta (Alvopetro, BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A., Petrobras, Petrosynergy LTDA., Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasil Petróleo LTDA., Sonangol Starfish Oil & Gas S.A e Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA.) citaram com maior frequência os tipos de falhas referentes à calibração (ausente, vencida ou incorreta), BSW acima do limite de 1% estabelecido pelo RTM, defeitos no medidor ou computador de vazão, erros de configuração, congelamento de sinal (resultando em reset) e quando o volume não corresponde ao volume correto. Além destes é citada a falta de capacitação de funcionários pela Alvopetro. Houve por parte da Petrobras uma sugestão de inclusão para a falha na geração do XML e no fechamento da produção. Diferentes termos foram utilizados para designar as mesmas falhas citadas anteriormente como: falha de componente, falha no processo, falha no sistema, falha real e falha presumida.

Análise das Respostas: Inicialmente, esclarecemos que o não cumprimento dos prazos estabelecidos no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, não constitui um evento de falha de medição, e sim, um descumprimento de requisito legal, e deste modo devem ser tomadas as providências cabíveis.

A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, contem a inclusão da definição do evento de falha na arquivo XML. Os demais eventos listados pelos agentes regulados já fazem parte dos tipos elencados pela ANP.

Pergunta nº 4: A operadora entende ser necessário preestabelecer metodologia de estimativa dos volumes produzidos para alguns casos típicos de falhas de sistemas de medição? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s).





Respostas: As operadoras Alvopectro, BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A, Petrosynergy LTDA., Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasil Petróleo LTDA., Sonangol Starfish Oil & Gas S.A e Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA., entendem que é necessário preestabelecer metodologia de estimativa dos volumes produzidos para alguns casos típicos de falhas de medição por entender que geraria uma maior rapidez no deferimento (facilitando o fechamento do BMP e pagamento dos *royalties*), evitaria divergência entre o volume medido e o estimado (reduzindo prejuízo na medição), e seria importante em casos de defeitos em medidores sem reposição imediata. A Petrobras entende não ser adequado uma vez que segundo ela diversas variáveis, como condições de processo e aspectos construtivos, devem ser consideradas.

Análise das Respostas: Concordamos com a opinião da maioria das operadoras que responderam ao questionário enviado, pois o preestabelecimento de metodologias de estimativas para alguns tipos de eventos de falha proporcionaria maior rapidez no deferimento e evitaria questionamentos por parte da ANP nos volumes estimados.

A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, apresentará algumas metodologias previamente aprovadas pela ANP.

Pergunta nº 5: Quais os casos típicos de falhas de sistemas de medição que podem ter a metodologia de estimativa dos volumes preestabelecida pela ANP?

Respostas: As respostas desta pergunta divergiram muito. Foram citados por Alvopectro, BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasil Petróleo LTDA., Sonangol Starfish Oil & Gas S.A e Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA como casos típicos: interrupção do funcionamento do medidor, falhas de instrumentos secundários gerando erros nos fatores de correção de temperatura e pressão, erro no enquadramento do petróleo, erros de calibração e vazões medidas fora dos limites do fabricante por pequenos períodos. A Petrobras entende que em nenhum caso deve ser definida uma metodologia de estimativa, já a OGX Petróleo e Gás S.A que em todos os casos isso deve ser feito. A Petrosynergy não respondeu.

X

Análise das Respostas: Novamente, concordamos com a opinião da maioria das operadoras que responderam ao questionário enviado, pois o preestabelecimento de metodologias de estimativas para alguns tipos de eventos de falha propocionaria maior rapidez no deferimento e evitaria questionamentos por parte da ANP nos volumes estimados.

Pergunta nº 6: Descrever as metodologias adequadas, na visão da operadora, para as estimativas dos volumes nos casos típicos de falhas de sistema de medição.

Respostas: De maneira geral as operadoras entendem que se devem estimar os volumes com base na média histórica. A OGX Petróleo e Gás S.A entende que se a falha ocorrer no instrumento primário deve ser com base da média horária da vazão anterior ao período fora de operação, e caso seja no instrumento secundário deve-se utilizar o último valor registrado pelo instrumento. A Chevron Brasil Upstream Frade LTDA está de acordo com o que diz na Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº1/2013, a Shell Brasil Petróleo LTDA entende que as metodologias variam caso a caso, a BP Energy do Brasil LTDA defende que a metodologia seja conservadora de modo que não haja prejuízo a União, a Petrobras entende ser possível também o uso do RGO para estimar a vazão de um dos componentes. A Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA, a única a medir via bombas do tipo BCS, sugere que neste caso a estimativa seja baseada no valor teórico da produção multiplicado pelo último fator de alocação. Novamente a Petrosynergy não respondeu.

Análise das Respostas: A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, apresenta em seu item 5, algumas metodologias de estimativas para os volumes de petróleo e gás natural.

Pergunta nº 7: Qual o período máximo para a substituição de um medidor primário que apresente problemas operacionais? Se existirem diferentes realidades, esclarecer e exemplificar.

Respostas: Em geral as operadoras entendem que o período necessário para a substituição de medidores varia de acordo com diversos fatores que afetam o prazo de aquisição e substituição como: cotação, compra, importação e alfândega, logística, transporte e

X

calibração. Além disso justificam pelo alto custo a ausência de um medidor reserva em estoque.

Operadora	Menor prazo	Maior prazo
Alvopetro	Imediato	Imediato
BP Energy do Brasil Ltda	180 dias	-----
Chevron Brasil Upstream Frade Ltda	120 dias	280 dias
Repsol Sinopec Brasil	60 dias	-----
Petrobras	30 dias	Meses
Petrosyenergy Ltda	-----	-----
OGX Petróleo e Gás S/A	150 dias	180 dias
Shell Brasil Petróleo Ltda.	-----	180 dias
Sonangol Starfish Oil & Gas S.A	-----	-----
Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda	-----	180 dias

Análise das Respostas: Os prazos apresetados pela operadoras para a substituição dos medidores primários variam de troca imediata a 280 dias. A operadora que citou a troca imediata possui somente medição em tanque, deste modo, torna-se compreensível a afirmação da mesma.

Em relação aos prazos de substituição de um medidor primário com os prazos demasiadamente longos, não é razoável que esta Agência admita tal prática.

Ressaltamos que estamos lidando com situações onde os volumes produzidos, ou seja, volumes que serão determinantes para o cálculo das participações governamentais, não estão sendo devidamente medidos.

A previsão de estimativas durante pequenos períodos de eventos de falhas de medição tem por objetivo a não interrupção da produção. Entretanto, se determinado evento tornar-se persistente, a operadora deve interromper a utilização do ponto de medição que está em falha, e providenciar o reparo adequado para que o mesmo possa ser novamente utilizado.

A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, estabelece o período máximo de permanência em uso de um ponto de medição em evento de falha de sistema de medição.

Pergunta nº 8: Qual o período máximo para a substituição de instrumentos de medição associado que apresente problemas operacionais? Se existirem diferentes realidades, esclarecer e exemplificar.

Respostas: De maneira geral as operadoras entendem que nos casos de instrumentos associados pode-se considerar a possibilidade de sempre ter um reserva a bordo, já que seu custo é menor quando comparado aos primários. Caso exista este reserva, o tempo estimado pelas operadoras varia entre 24 horas e 7 dias. Considerando a necessidade de aquisição o prazo varia de 30 a 150 dias. A Petrosynergy não respondeu.

Operadora	Menor prazo	Maior prazo
Alvopetro	Não possui	Não possui
BP Energy do Brasil Ltda	48 horas	90 dias
Chevron Brasil Upstream Frade Ltda	5 dias	7 dias
Repsol Sinopec Brasil	60 dias	-----
Petrobras	30 dias	Meses
Petrosynergy Ltda	Não respondeu	Não respondeu
OGX Petróleo e Gás S/A	24 horas	150 dias
Shell Brasil Petróleo Ltda.	-----	75 dias
Sonangol Starfish Oil & Gas S.A	-----	-----
Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda	24 horas	-----

Análise das Respostas: Para os instrumentos secundários, os prazos apresentados, pelo agentes regulados que responderam o questionário do Ofício Circular nº 003/2013/NFP, são menores, variando de 24 horas a 150 dias, ou meses, conforme informou a Petrobras.

Para esta caso, cabem perfeitamente as mesmas considerações dadas as respostas para a Pergunta nº 7 do questionário.

Pergunta nº 9: A operadora entende ser necessário estabelecer um padrão para o relatório técnico a ser elaborado em casos de falhas de sistemas de medição, conforme exigido pelo RTM? Se sim, esclarecer o(s) motivo(s), e sugerir um modelo.

Respostas: As operadoras BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A, Petrosynergy LTDA., Repsol Sinopec Brasil e Sonangol





Starfish Oil & Gas S.A destacam a importância de existir um padrão de relatório definido pela ANP, já que evitaria problemas na interpretação das informações, facilitando e agilizando o processo de comunicação entre os interessados. A Shell Brasil Petróleo LTDA caracteriza como ideal o padrão já existente, a Alvopectro entende ser desnecessário o relatório para falhas em medidor primário, a Petrobras sugere a possibilidade de envio de dados complementares em anexo (fotos, tabelas, gráficos.) e a Statoil não respondeu esta pergunta.

Análise das Respostas: Concordamos com as operadoras no ponto que a existência de um padrão de relatório evitará problemas na interpretação das informações por parte da ANP, e ainda que o padrão da notificação de evento de falha pode contar as informações do relatório.

Deste modo, o padrão a ser estabelecido pela ANP para a notificação de evento de falha cumprirá também com esse requisito do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

Pergunta nº 10: A operadora realiza gestão dos eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento de petróleo? Se sim, exemplificar os ganhos obtidos com a gestão realizada.

Respostas: As operadoras OGX Petróleo e Gás S.A, Petrobras, BP Energy do Brasil LTDA e Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda são as que realizam gestão dos eventos de medição. Citam como ganhos provenientes da existência deste sistema: ausência de repetição de falhas já ocorridas para um mesmo cenário, redução do tempo de resposta, redução do número de notificações enviadas e indeferidas e melhor atuação preventiva. A Petrosynergy não respondeu e a Repsol Sinopec Brasil justifica que por não ter operações de produção no Brasil não tem competência para responder tal questionamento.

Análise das Respostas: Somente duas operadoras afirmaram realizar gestão dos eventos de falha de sistemas de medição e de enquadramento de petróleo.

Tal situação é preocupante, pois o número de eventos de falha cresceu consideravelmente nos últimos três anos. As operadoras que realizam a gestão dos eventos de falha relataram os benefícios da prática, reforçando que a mesma é necessária.



A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, estabelece a obrigatoriedade de realização de gestão dos eventos de falha, bem como a elaboração de um relatório, resultado da gestão realizada, a ser enviado anualmente para a ANP.

Pergunta nº 11: A operadora entende ser melhor o envio para a ANP das notificações de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento do petróleo por meio de Webservice (arquivos no formato XML)?

Respostas: As operadoras que responderam esta questão entendem que o formato atual corresponde às expectativas, porém não se contrapõem a uma mudança para XML, desde que a mesma seja previamente discutida. A Petrobras e a BP Energy do Brasil destacam a importância de possibilitar o envio de anexos (documentos, gráficos, imagens) que viriam a facilitar a compreensão das notificações. Somente a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda não respondeu esta pergunta.

Análise das Respostas: O envio das notificações de eventos de falhas de sistemas ou de enquadramento de petróleo através de *Webservice* em arquivos no formato XML já está sendo estudado pela ANP, e tem como objetivo principal permitir a validação dos Boletins Mensais de Produção através do Sistema de Fiscalização da Produção – SFP.

Tal conduta vai ao encontro do Acórdão do Tribunal de Contas da União n.º 657/2013, de 27/3/2013, que diz:

"....ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. recomendar à Agência do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com fulcro 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, que:

9.1.1. adote as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o Sistema de Fiscalização da Produção, em especial aquelas destinadas a tornar possível a validação individualizada dos boletins mensais de produção, contribuindo para a garantia da fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados pelos concessionários...." (grifos nossos)



Pergunta nº 12: Como a operadora entende que deve ser caracterizado o momento de detecção da falha de sistema de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento do petróleo? Descrever a caracterização da detecção para os diferentes tipos de falhas.

Respostas: As empresas Petrobras e Sonangol Starfish Oil & Gas entenderam a pergunta de forma diferente do objetivo, e em suas respostas estavam fatos que evidenciam a falha de sistema de medição, e assim há um momento de detecção de falha. Entre estes estão por exemplo volumes medidos em desacordo com a média histórica e condições do processo, e balanço volumétrico incoerente. As demais operadoras entendem que falhas no equipamento são detectadas pelo técnico responsável pela medição, erros de calibração ou ajuste de zero em transmissores são detectados normalmente no momento do procedimento de calibração, em caso de não enquadramento de BSW e erros na medição de fluxo são detectados a partir do momento de fechamento diário da produção. A Petrosynergy não enviou resposta e a Repsol Sinopec Brasil justifica que por não ter operações de produção no Brasil não tem competência para responder tal questionamento.

Análise das Respostas: O momento de detecção do evento de falha é de extrema importância, pois o prazo para o envio da notificação de evento de falha, bem como o período de correção dos volumes depende deste fato.

A minuta de resolução, bem como o regulamento que esta aprovará, não estabelece padrões para a detecção dos eventos de falha, mas a ANP irá acompanhar os relatos dos agentes regulados a respeito, e sendo necessário, tomará as providências junto aos mesmos.

5 REUNIÃO REALIZADA NA ANP

Em reunião realizada em 23 de agosto de 2013 no auditório da ANP, conforme o Ofício-Circular nº 003/2013/NFP-ANP, os concessionários que compareceram puderam se pronunciar a respeito das questões, dando os devidos esclarecimentos e sugestões para a elaboração do Regulamento da Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo.

Nenhum dos agentes regulados presentes na reunião realizou apresentação. A lista de presença da reunião encontra-se no processo administrativo, fls. 297/299, bem como a apresentação realizada pela ANP, fls. 279/296.

6 DA MINUTA DA RESOLUÇÃO

A minuta de resolução proposta está estruturada em quatro artigos, tendo como anexo o Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo, este composto de doze itens principais.

A seguir serão expostas as justificativas dos textos de cada artigo da Resolução.

6.1 Primeiro Artigo

"Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na comunicação de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo."

O artigo primeiro trata do objeto, da abrangência e explicita o escopo da resolução.

6.2 Segundo Artigo

"Art. 2º Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar."

O segundo artigo trata das penalidades legais possíveis de serem aplicadas por descumprimento da resolução.

6.3 Terceiro Artigo

"Art. 3º Estabelecer que os casos omissos, bem como as disposições complementares que se fizerem necessárias, serão resolvidos pela ANP."





O terceiro artigo estabelece a competência para a solução de casos omissos e/ou disposições complementares.

6.4 Quarto Artigo

“Art. 4º Esta Resolução entrará em vigor em 90 dias após a sua publicação no Diário Oficial da União.”

O quarto artigo estabelece o prazo para entrada em vigor da Resolução.

O prazo de 90 dias após a publicação é sugerido em função de ser um período de adequação as exigências que se pretende estabelecer, ressaltando que a entrada em vigor da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013 será no dia 10 de dezembro de 2013, e a presente proposta de resolução vem regulamentar algumas questões da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

Entendemos que o prazo de 90 dias é suficiente para que os agentes regulados realizem as adequações necessárias, considerando que desde a entrada em consulta pública, os mesmos já terão ciência das exigências que esta Agência pretende estabelecer, e ainda que foi enviado o Ofício-Circular nº 003/2013/NFP-ANP, e realizada reunião em agosto de 2013, quando a ANP abordou alguns dos requisitos da minuta.

7 DA MINUTA DO REGULAMENTO TÉCNICO DE NOTIFICAÇÃO DE FALHAS DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E FALHAS DE ENQUADRAMENTO DO PETRÓLEO

A minuta do regulamento proposto está estruturada em doze itens, que serão detalhados a seguir.

7.1 Objetivo e Campo de Aplicação

Este item do regulamento delimita claramente o objetivo e o campo de aplicação do mesmo. São abrangidos pelo regulamento eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo.



Para a validação dos Boletins Mensais de Produção, atribuição principal do NFP, é necessário o recebimento e análise das notificações de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo nos pontos de medição fiscais e de apropriação.

Para o controle da queima de gás natural, outra atribuição do NFP, é necessário o recebimento das notificações de eventos de falhas de sistemas de medição desses pontos, mesmo quando os mesmos não são classificados como pontos de medição fiscais.

7.2 Definições

O segundo item do regulamento foi elaborado absorvendo as definições constantes da Lei nº 9.478/97, da Lei nº 11.909/2009, da Lei nº 12.276/2010, da Lei nº 12.351/2010, do Decreto nº 2.705/1998, do Decreto nº 7.382/2010, do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural e da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013. Desta forma, somente uma definição foi criada, pois trata de novo documento.

7.3 Unidades de Medição

Em relação as unidades de medição, este item estabelece que as unidades de medida que devem ser utilizados nas notificações de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo serão as unidades do Sistema Internacional de Unidades – SI.

Tal requisito já consta na Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, assim como já foi estabelecido desde a edição da Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000.

7.4 Critérios Gerais

A análise e justificativa para os subitens do item 4 do regulamento, “Critérios Gerais” será detalhado a seguir, de acordo com os itens apresentados na minuta.

7.4.1 Itens 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4:

“4.1 São considerados eventos de falha de sistemas e falhas presumidas de medição de petróleo e gás natural, eventos sem previsibilidade que impactem nos resultados das medições fiscais e de apropriação, ou operacionais quando determinados pela ANP.

4.2 São considerados eventos de falhas de enquadramento do petróleo, eventos sem previsibilidade em que o teor de água e sedimentos nos pontos de medição fiscais de petróleo é superior ao valor máximo autorizado pela ANP.

4.3 Eventos com previsibilidade devem ser autorizados com a antecedência necessária, mediante solicitação formal à ANP.

4.4 O não atendimento aos prazos estabelecidos no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, não constitui um evento de falha.”

Os itens 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 da minuta do regulamento esclarecem que somente são considerados eventos de falha, seja de sistemas de medição ou de enquadramento de petróleo, os eventos imprevisíveis.

Deste modo, todos os eventos que são planejados pelos agentes regulados não serão considerados como eventos de falha, e neste caso, deve ser solicitada previamente a autorização necessária para cada situação.

O objetivo principal é evitar que a ANP receba comunicações de descumprimento de prazos regulamentares, ou de eventos plenamente previsíveis como eventos de falhas, e deixar o mais claro possível aos agentes regulados que esta prática não será admitida pela ANP.

7.4.2 Item 4.5:

“4.5 As estimativas de volume presentes na notificação devem referir-se sempre a datas passadas, observando o disposto no item 7 deste Regulamento”



O item 4.5 reforça a ideia dos itens anteriores, ao esclarecer que somente estimativas volumes para datas passadas podem constar nas notificações de eventos de falhas.

No caso de necessidade de estimativas de volumes para datas futuras, teremos um evento previsível que deve ser solicitado previamente, com as devidas justificativas, para a ANP.

7.4.3 Item 4.6:

“4.6 A calibração dos elementos primários de medição não deve acarretar em paralisação das medições, não devendo, portanto, ser notificada como falha de medição.”

O objetivo deste item na minuta do regulamento é, novamente, esclarecer que sendo as calibrações dos elementos primários de medição uma atividade de rotina nas instalações de produção, e por esse motivo previsíveis, não deve ser interrompida a medição durante tais eventos, sendo portanto descaracterizado o evento de falha de sistema de medição.

7.4.4 Item 4.7:

“4.7 Qualquer evento que gere divergência entre os volumes medidos e os efetivamente declarados nos boletins de medição deve ser notificado como falha de sistemas de medição de petróleo e gás natural.”

Conforme já exposto no item 4 desta Nota Técnica, o NFP tem como principal missão a validação dos Boletins Mensais de Produção recebidos mensalmente pela ANP. A importância dessa validação decorre do fato das participações governamentais serem calculadas tendo como base os volumes declarados como produzidos nos Boletins Mensais de Produção.

O Acórdão do Tribunal de Contas da União n.º 657/2013, de 27/3/2013, recomendou, entre outras coisas que:

“...ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. recomendar à Agência do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com fulcro 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, que:

9.1.1. adote as providências necessárias à implementação definitiva de todas as funcionalidades previstas para o Sistema de Fiscalização da Produção, em especial aquelas destinadas a tornar possível a validação individualizada dos boletins mensais de produção, contribuindo para a garantia da fidedignidade dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e reportados pelos concessionários...." (grifos nossos)

A validação individualizada dos Boletins Mensais de Produção tem como um dos pré-requisitos a análise e aprovação dos volumes estimados nos eventos de falha.

Nos momentos de eventos de falha de sistemas de medição, os volumes que serão considerados como volumes produzidos são os volumes estimados e enviados para a ANP através das notificações de eventos. Demonstrando-se assim, a importância e a necessidade da ANP receber como evento de falha todos aqueles que gerarem divergência entre os volumes medidos, ou seja os registrados nos computadores de vazão, e os volumes declarados nos boletins de medição.

7.4.5 Item 4.8

"4.8 Em casos de eventos de falhas na medição dos volumes produzidos, A ANP sempre buscará a adoção de metodologia de estimativa dos volumes produzidos que preserve os interesses da União e demais entes federativos."

Neste ponto, convém ressaltar novamente, que estamos lidando com situações onde os volumes produzidos, ou seja, volumes que serão determinantes para o cálculo das participações governamentais, não estão sendo devidamente medidos.

Deste modo, é dever da ANP preservar os interesses dos entes federativos nesse momento. A BP Energy do Brasil LTDA em resposta ao questionário do Ofício Circular nº 003/2013/NFP, afirma que também tem este entendimento.

7.5 Notificação de Eventos de Falha

7.5.1 Padrão da Notificação de Evento de Falha



No item 5.1, a minuta do regulamento informa que será disponibilizado no endereço eletrônico da ANP o padrão de notificação de evento de falha que deverá ser utilizados pelos agentes regulados.

Serão disponibilizados dois tipos de arquivos, um do tipo XML que deverá ser enviado via *WebService*, de forma automática para a ANP. O recebimento desses arquivos no Sistema de Fiscalização da Produção é de suma importância para o processo de validação dos Boletins Mensais de Produção.

O pleno cumprimento do Acórdão do Tribunal de Contas da União n.º 657/2013 depende desse item.

Outro padrão de arquivo que será disponibilizado no endereço eletrônico da ANP será para envio através de correio eletrônico, para empresas de pequeno e médio porte que operam campo marginais de petróleo e gás natural, e que demonstrarem a inviabilidade econômica do envio através dos arquivos XML por *WebService*.

O item 5.1 também deixa claro que a ANP não realizará alterações nos padrões sem o prévio aviso aos agentes regulados. O prazo de 90 dias para a alteração parece ser suficiente para que os agentes possam realizar as alterações que forem necessárias.

7.5.2 Classificação das Notificações de Eventos de Falha

O item 5.2 e seus subitens apresentam uma classificação e descrição para os notificações de eventos de falhas.

Esta classificação já está em utilização pela ANP e os agentes regulados: BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A., Petrobras, Shell Brasil Petróleo LTDA e Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA. Desde o segundo semestre de 2011.

7.5.3 Classificação dos Eventos de Falha

O item 5.3 e seus subitens apresentam uma classificação e descrição para os eventos de falhas.

Novamente, esta classificação está sendo utilizada pela ANP e pelos agentes regulados: BP Energy do Brasil LTDA., Chevron Brasil Upstream Frade LTDA., OGX Petróleo e Gás S.A., Petrobras, Shell Brasil Petróleo LTDA e Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA desde o segundo semestre de 2011.

A minuta do regulamento apresenta a inclusão do tipo de evento “Falha no arquivo XML”.

Não foi incluído o tipo de evento “Erro no fechamento da produção” pois entendemos que o fechamento da produção diária e mensal é uma das atividades mais rotineiras da operadora, não sendo cabível admitir erros em tais atividades, principalmente após o fechamento de sistemas corporativos, sob os quais a ANP não tem qualquer gerência.

A operadora tem durante todo o curso do mês para fazer a verificação dos volumes produzidos que serão declarados para a ANP, não sendo admissível que envie uma informação de volumes produzidos equivocada.

Ressaltamos que é com base em tais volumes reportados que são calculadas as devidas participações governamentais.

E em casos de envio de informações incorretas, a operadora deve agir diligentemente perante a ANP, informando o ocorrido e solicitando, o mais rápido possível, a correção do Boletim Mensal de Produção.

7.6 Envio das Notificações de Eventos de Falha

7.6.1 Item 6.1

“6.1 O agente regulado deve enviar as notificações de eventos de falha para ANP através de Webservice, em arquivos no formato XML.”





6.1.1 O envio das notificações de eventos de falha deve atender os requisitos mínimos de segurança da informação exigidos pela ANP.

Conforme já exposto no item 7.5.1, o recebimento pela ANP das notificações de eventos de falha se dará por meio de arquivos XML enviados por *WebService* automaticamente para o Sistema de Fiscalização da Produção – SFP.

O item 6.1 e seu subitem estabelecem a obrigatoriedade do envio das notificações de eventos de falhas através de arquivos XML para o SFP, e também que deverão ser atendidos os requisitos mínimos de segurança da informação exigidos pela ANP.

Tal exigência é razoável, pois a ANP possui informações confidenciais e não pode abrir mão da segurança dessas informações. Desse modo, os agentes regulados deverão atender alguns requisitos de segurança da informação para enviar as notificações de eventos de falha para a Agência.

Outro aspecto importante da minuta do regulamento é que esta não estabelece um padrão de como os arquivos XML chegarão na ANP. Os agentes regulados terão a opção de propor para a análise da ANP o modo mais adequado de acordo com a realidade de cada campo.

7.6.2 Item 6.2

“6.2. Os campos marginais de petróleo e gás natural operados por empresas de pequeno e de médio porte, de acordo com a legislação aplicável, poderão enviar as notificações de eventos de falha por correio eletrônico, em formato padronizado, desde que previamente autorizado pela ANP.

6.2.1. A solicitação de autorização descrita no item 6.2, deve conter justificativa e demonstração da inviabilidade econômica de implementação do envio de nos termos do item 6.1 deste Regulamento.”

Para o atendimento da recomendação do Acórdão do Tribunal de Contas da União n.º 657/2013, de validação dos Boletins Diários de Produção, é necessário que a ANP receba todas as notificações de eventos de falhas de todas os campos/blocos produtores no Brasil. Entretanto, o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013 estabelece uma série de requisitos específicos para os campos marginais de petróleo e gás natural operador por empresas de pequeno e de médio porte.

O item 6.2 e o subitem 6.2.1 da minuta do regulamento estabelecem exceção para o padrão de envio das notificações de eventos através de correio eletrônico, e não por meio de arquivos no formato XML.

O objetivo é não inviabilizar economicamente a produção de um campo marginal de petróleo ou gás natural, desde que a operadora demonstre tal situação.

7.6.3 Item 6.3

"6.3 O agente regulado deve enviar notificação de eventos de falha em até 2 (dois) dias úteis após a ocorrência ou detecção do evento de falha de sistema de medição."

O item 6.3 informa o prazo que deve ser observado pelos agentes regulado no envio de notificações de eventos de falha de sistemas ou de enquadramento de petróleo.

O prazo de dois dias úteis é o atualmente praticado, e representa uma flexibilização em relação ao prazo estabelecido na Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000, de 48 horas, e o prazo de 72 horas estabelecido na Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

7.6.4 Item 6.4

"6.4 Para os casos de envio de notificação do tipo inicial, o agente regulado deve enviar notificação final em até 2 (dois) dias úteis após o retorno à normalidade."

O item 6.4 esclarece que nos casos de envio de uma notificação de evento de falha inicial, deve ser enviada uma notificação de evento de falha final em até dois dias úteis após o retorno a normalidade da medição no ponto de medição que estava em falha.

Tal procedimento é importante para que esta Agência saiba quando foi encerrado o evento de falha nos casos de envio de uma notificação de evento inicial.

7.7 Metodologias de Estimativa dos Volumes

7.7.1 Item 7.1

O item 7.1 estabelece as metodologias que poderão ser utilizadas para a estimativa dos volumes durante os eventos de falha nos pontos de medição fiscais de petróleo e gás natural.

As metodologias de estimativas são divididas em três grupos: por médias horárias, por balanço volumétrico e por medições corrigidas. Os subitens 7.1.1, 7.1.2 e 7.1.3 esclarecem como devem ser calculados os volumes em cada uma das metodologias.

O subitem 7.1.4 estabelece o procedimento que os agentes regulados devem adotar em casos de falhas presumidas, de acordo com os itens 9.4.5.5 e 9.4.5.6 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013.

O subitem 7.1.5 estabelece os fatores de correção a serem aplicados no volumes líquidos de petróleo nos casos de falha de enquadramento de petróleo nos pontos de medição fiscais. Tais fatores são oriundos do artigo "*Fiscal measurement of oil with high water fraction*", de 2007, da Sociedade Norueguesa de Medição de Petróleo e Gás – NFOGM.

Todas as metodologias de estimativas de volumes preestabelecidas na minuta do regulamento tem o objetivo de preservar os interesses da União e demais entes federativos na totalização dos volumes produzidos.

Destacamos que se tratam de eventos onde não estará ocorrendo a correta medição dos volumes produzidos, sendo papel da ANP zelar para que os beneficiários das participações governamentais não sejam prejudicados.

7.7.2 Itens 7.2 e 7.3

Os itens 7.2 e 7.3 estabelecem as metodologias que poderão ser utilizadas para a estimativa dos volumes durante os eventos de falha nos pontos de medição de apropriação contínua e medição operacional de gás natural queimado/ventilado.

A metodologia preestabelecida para a obtenção dos volumes nestes casos é através de médias horárias. Quanto maior o período do evento de falha maior o período a ser considerado para o cálculo da média horária a ser utilizada.



7.7.3 Item 7.4

O item 7.4 da minuta do regulamento esclarece que na situação de impossibilidade técnica de aplicação das metodologias, o agente regulado pode apresentar proposta de metodologia d estimativa, desde que demonstre tal impossibilidade.

7.7.4 Item 7.5

O item acima obriga o cálculo dos volumes estimados através das três propostas de metodologias, e define que o agente regulado deve adotar como volume medido o maior volume calculado.

Conforme descrito no item 7.7.1 desta Nota Técnica, cabe a ANP zelar para que a União e demais entes federais não sejam prejudicados nos eventos de falhas de medição.

7.7.5 Item 7.6

O item 7.6 deixa claro que apesar das metodologias estabelecidas na minuta do regulamento serem conservadoras, caso a Agência consiga evidenciar que os volumes estimados ainda são prejudiciais para a União e demais entes federais, poderá adotar outras estimativas além daquela obtida através das metodologias descritas.

7.8 Tempo de Permanência em Evento de Falha

7.8.1 Itens 8.1 e 8.2

“8.1 Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal e de apropriação de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 240 horas, deve-se interromper a utilização do ponto de medição em falha.

8.2 Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração superior a 240 horas, deve-se interromper a utilização do ponto de medição em falha.”

Os itens 8.1 e 8.2 da minuta do regulamento estabelecem o prazo máximo para que um ponto de medição permaneça em evento de falha de medição.



Conforme exposto na Análise das Respostas a Pergunta nº 7 do questionário do Ofício-Circular nº 003/2013/NFP-ANP, é necessário estabelecer um período máximo admissível para que um medidor permaneça em evento de falha. O período de 240 horas é suficiente para que o agente regulado tome as providências cabíveis.

7.8.2 Item 8.3

“8.3 Para o intervalo de tempo de permanência de evento de falha, compreendido nos itens 7.1, 7.2 e 7.3 será considerado o somatório dos eventos de falha dos últimos 30 dias anteriores à notificação de evento de falha do ponto de medição.”

O item 8.3 da minuta do regulamento estabelece como será contabilizado o período de permanência em evento de falha de um ponto de medição. O objetivo é que o tempo seja acumulativo no período dos últimos 30 dias, ou seja, se um ponto de medição iniciar um evento de falha no dia 02 de um determinado mês, com duração de 48 horas, e no dia 20 do mesmo mês, inicia um outro evento de falha de 48 horas, esse segundo evento seria caracterizado como com duração de 96 horas para fins de estimativa do volume.

7.9 Procedimento Durante Calibrações

7.9.1 Item 9.1

“9.1 Nas medições fiscais, de apropriação e operacionais de gás queimado/ventilado, os instrumentos de pressão estática e temperatura poderão ser retirados para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 horas, desde que neste período os valores utilizados para essas variáveis sejam mantidos os mesmos obtidos imediatamente antes da retirada dos instrumentos.

9.1.1 Quando o período for superior a 48 horas, ou não houver a possibilidade de se manter os valores fixados conforme item 9.1, deverá ser emitida notificação de evento de falha.”

O item 9.1 e seu subitem 9.1.1, acima tem como objetivo garantir a continuidade da produção durante o período de calibração de instrumentos de medição de pressão estática e temperatura, sem a necessidade de envio de notificação de evento de falha.

X

A periodicidade de realização de calibração dos instrumentos de medição de pressão estática e de temperatura e o envio de uma notificação de evento de falha para todas as situações do tipo resultaria em um número excessivo de notificações a serem enviadas para a ANP.

É possível verificar se os valores utilizados para as variáveis nos momentos de calibração dos instrumentos foram mantidos de acordo com o estabelecido através dos *logs* de eventos dos computadores de vazão.

Deste modo, para tornar mais eficiente a análise da ANP das notificações de eventos de falhas, não é necessário o envio de notificações para situações de calibração dos instrumento de medição de pressão estática e de temperatura, desde que tais eventos tenham duração máxima de 48 horas.

O período de 48 horas é suficiente para que seja realizada a calibração dos instrumentos de medição. Caso não seja possível a realização da calibração dos instrumentos de medição no período de 48 horas, deve ser enviada uma notificação de evento de falha.

7.9.2 Item 9.2

"9.2 Nas medições fiscais, de apropriação, os instrumentos de pressão diferencial poderão ser retirados para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 horas, desde que neste período os valores utilizados para essa variável seja mantido com a maior média ponderada diária da pressão diferencial dos 30 dias anteriores à retirada do instrumento.

9.2.1. Quando o período for superior a 48 horas, ou não houver a possibilidade de se manter os valores fixados conforme item 9.2, deverá ser emitida notificação de evento de falha."

Neste ponto, a minuta do regulamento estabelece que no caso de calibração de instrumentos de medição de pressão diferencial, elemento primário de medição no caso de medições por placa de orifício, o agente regulado pode dar continuidade a produção, durante o período de calibração, sem a necessidade de envio de notificação de evento de falha.

X

A periodicidade de realização de calibração dos instrumentos de medição de pressão diferencial e o envio de uma notificação de evento de falha para todas as situações do tipo resultaria em um número excessivo de notificações a serem enviadas para a ANP.

É possível verificar se os valores utilizados para as variáveis nos momentos de calibração dos instrumentos foram mantidos de acordo com o estabelecido através dos *logs* de eventos dos computadores de vazão.

Deste modo, para tornar mais eficiente a análise da ANP das notificações de eventos de falhas, não é necessário o envio de notificações para situações de calibração dos instrumento de medição de diferencial de pressão, desde que tais eventos tenham duração máxima de 48 horas.

O período de 48 horas é suficiente para que seja realizada a calibração dos instrumentos de medição. Caso não seja possível a realização da calibração dos instrumentos de medição no período de 48 horas, deve ser enviada uma notificação de evento de falha.

7.9.3 Item 9.3

“9.3 Nas medições fiscais de gás queimado/ventilado e operacionais de gás queimado/ventilado que utilizem medidor ultrassônico, o medidor primário poderá ser retirado para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 horas, desde que neste período os volumes utilizados para esse ponto de medição sejam considerados como a maior média diária do volume dos 30 dias anteriores à retirada do medidor.”

O item 9.3 estabelece o mesmo tratamento do item 9.2 para os casos de medidores ultrassônicos utilizados para a medição de gás natural queimado/ventilado, sendo portanto aplicáveis as mesmas justificativas.

7.9.4 Item 9.4

“9.4 Visando evitar a interrupção da produção, será permitida a utilização de trecho de medição sem certificação por até 72 horas, para que se providencie certificação do trecho ou substituição por outro certificado, devendo a utilização do mesmo ser declarada através de Notificação de Evento de Falha.”



Excedendo-se o prazo de 72 horas deve-se interromper a utilização do ponto de medição com trecho sem certificação.”

O item acima tem como objetivo garantir a continuidade da produção durante o período de certificação do trecho reto de medição. O período de 72 horas é suficiente para que seja realizada a inspeção dimensional do trecho reto de medição. Caso não seja possível a realização da certificação do trecho reto de medição no período de 72 horas, deve ser interrompida a utilização do referido ponto de medição.

O agente regulado deve se programar para que as atividades de certificação dos trechos retos de medição ocorram dentro do período de 72 horas, ou deve possuir conjuntos de trechos retos de medição reservas.

7.10 Análise das Notificações de Eventos de Falhas

Estes itens, 10.1 e 10.2, do regulamento esclarecem ao agente regulado que a ANP irá analisar as notificações de eventos de falhas, e enviará o resultado da análise para conhecimento e providências cabíveis.

O prazo de 90 dias para a manifestação da Agência é necessária devido a grande quantidade de notificações de eventos de falhas recebidas atualmente, em 2012 foi superior a quatro mil, considerando as demais atividades exercidas pelo NFP.

7.11 Gestão dos Eventos de Falhas

O item 11 da minuta do regulamento estabelece a obrigatoriedade de aplicação de um modelo de gestão de sistema de medição nos eventos de falhas de sistemas de medição e de enquadramento de petróleo.

Tal requisito já consta na Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, apenas ressalamos no presente regulamento, e acrescentamos a obrigatoriedade de elaboração, e envio para a ANP, de um relatório de análise dos eventos de falhas.



O objetivo dessa exigência é garantir que os agentes regulados efetivamente aplicarão um sistema de gestão, e realizarão ações para minimizar a reincidência de eventos de falhas para um mesmo cenário.

A ANP analisará as ações realizadas e planejadas pelos agentes, podem solicitar a inclusão de outras ações no planejamento, desde que devidamente motivadas, visando a minimização dos eventos de falhas.

7.12 Fiscalização

A ANP como órgão fiscalizador da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis, deve ter livre acesso para exercer essa atribuição legal.

Este item do regulamento deixa claro que a ANP poderá solicitar a documentação necessária para exercer a suas atribuições, bem como estabelece o prazo para a guarda dos documentos relacionados ao regulamento.

8 AUDIÊNCIA PÚBLICA E CONSULTA PÚBLICA

Recomendamos a Diretoria Colegiada da ANP que autorize a realização de audiência pública, precedida de consulta pública de 15 dias, da minuta de resolução que regulamenta prazos e procedimentos que deverão ser observados na comunicação de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo.

O prazo de 15 dias para a consulta pública é justificado pela recente discussão com os agentes regulados sobre o tema, na reunião realizada em 23 de agosto de 2013, além da minuta já ter incorporado as principais considerações das respostas ao questionário do Ofício-Circular nº 003/2013/NFP.

9 CONCLUSÕES

Conclui-se que a edição da nova resolução que estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na comunicação de eventos de falhas de sistemas de medição de



petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo, é relevante. Sendo apontado pelos próprios agentes regulados a importância, e alguns benefícios esperados com a regulamentação proposta.

Diante do exposto, recomendamos a autorização da Diretoria Colegiada da ANP para a realização de audiência pública, precedida de consulta pública durante 15 dias, da minuta da resolução, após as considerações da DOUTA Procuradoria Geral Federal junto à ANP.

Esta é a Nota Técnica.

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Chefe do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural

Anexo: Minuta da Resolução que regulamenta os prazos e procedimentos que deverão ser observados na comunicação de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo.

A DIRETORA GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, de acordo com a Resolução de Diretoria nº XX, de XX de XXX de 201X, no uso de suas atribuições legais, conferidas pelos incisos VII e XVI do art. 8º da pela Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista o disposto no artigo 7º da Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010, no inciso X do artigo 2º da Lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010, no inciso IV do art. 3º, no art. 4º e no art. 5º do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, e no Anexo A do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1, de 10 e junho de 2013,

Considerando que:

a ANP possui a atribuição legal de acompanhar e fiscalizar as atividades da indústria do petróleo e gás natural;

o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelece como atribuição da ANP a regulamentação da utilização dos resultados da medição de petróleo e gás natural, a padronização da forma como serão enviadas as Notificações de Falhas em Sistemas de Medição; e a aprovação da metodologia de estimativa dos volumes produzidos, no caso de falhas de medição em sistema de medição fiscal, ou dos volumes medidos no caso de medição de apropriação contínua;

cabe à ANP estabelecer as providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros da produção de petróleo e gás natural; e

a utilização de metodologia de estimativa dos volumes nos eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e de falhas de enquadramento do petróleo, aprovada pela ANP é de extrema importância para o correto envio dos volumes produzidos de petróleo e gás natural no Boletim Mensal da Produção.

Resolve:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na comunicação de eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural e falhas de enquadramento de petróleo, e dá outras providências.

Art. 2º Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

Art. 3º Estabelecer que os casos omissos, bem como as disposições complementares que se fizerem necessárias, serão resolvidos pela ANP.

Art. 4º Esta Resolução entrará em vigor 90 dias após a sua publicação no Diário Oficial da União.

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD
Diretora Geral da ANP

REGULAMENTO TÉCNICO DE NOTIFICAÇÃO DE FALHAS DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E FALHAS DE ENQUADRAMENTO DO PETRÓLEO A QUE SE REFERE À RESOLUÇÃO ANP Nº. , DE DE DE 2013.

Conteúdo

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO	3
2. DEFINIÇÕES	3
3. UNIDADES DE MEDIDA	4
4. CRITÉRIOS GERAIS	4
5. NOTIFICAÇÃO DE EVENTOS DE FALHA	4
6. ENVIO DAS NOTIFICAÇÕES DE EVENTOS DE FALHA	6
7. METODOLOGIAS DE ESTIMATIVA DOS VOLUMES	6
8. TEMPO DE PERMANÊNCIA EM EVENTO DE FALHA	9
9. PROCEDIMENTO DURANTE CALIBRAÇÕES	9
10. ANÁLISE DAS NOTIFICAÇÕES DE EVENTOS DE FALHAS	10
11. GESTÃO DOS EVENTOS DE FALHAS	10
12. FISCALIZAÇÃO	11

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

1.1. Objetivo

1.1.1. Este Regulamento tem por objetivo regulamentar o disposto nos itens 5.4.3 e 5.4.4 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, estabelecendo os prazos e procedimentos que deverão ser observados na notificação de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo.

1.2. Campo de Aplicação

1.2.1. Este Regulamento se aplica aos eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo nas medições de petróleo e gás natural que venham a ser utilizadas para:

- 1.2.1.1. Medição fiscal da produção de petróleo e gás natural na fase de produção do campo ou em Testes de Longa Duração (FLD);
- 1.2.1.2. Medição para apropriação dos volumes produzidos aos poços e ao campo produtor;
- 1.2.1.3. Medição para controle operacional do gás natural queimado/ventilado;
- 1.2.1.4. Outros medidores operacionais não classificados nos subitens 1.2.1.1, 1.2.1.2 e 1.2.1.3, quando solicitados pela ANP.

2. DEFINIÇÕES

Para efeito deste Regulamento são consideradas as definições, além daquelas constantes da Lei n.º 9.478/1997, modificada pelas Leis n.º 11.097/2005 e n.º 11.909/2009, da Lei n.º 12.351/2010, do Decreto n.º 2.705/1998, do Decreto n.º 7.382/2010, do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural e da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013:

2.1. Notificação de Eventos de Falhas – Documento que deve ser enviado para a ANP em atendimento aos itens 5.4.3 e 5.4.4, e com as informações mínimas do item 10.1.13 do Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, nos casos de eventos de falha de sistema, falha presumida e falha de enquadramento de petróleo.

3. UNIDADES DE MEDIDA

3.1. As grandezas das Notificações de Eventos de Falhas devem ser expressas em unidades do Sistema Internacional de Unidades – SI.

3.2. As indicações volumétricas de petróleo ou de gás natural das Notificações de Eventos de Falha devem ser referidas às condições padrão de medição.

4. CRITÉRIOS GERAIS

4.1. São considerados eventos de falha de sistemas e falhas presumidas de medição de petróleo e gás natural, eventos sem previsibilidade que impactem nos resultados das medições fiscais e de apropriação, ou operacionais quando determinados pela ANP.

4.2. São considerados eventos de falhas de enquadramento do petróleo, eventos sem previsibilidade em que o teor de água e sedimentos nos pontos de medição fiscais de petróleo é superior ao valor máximo autorizado pela ANP.

4.3. Eventos com previsibilidade devem ser precedidos de autorização, mediante solicitação formal à ANP, realizada com a antecedência necessária à análise do requerido.

4.4. O não atendimento aos prazos estabelecidos no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, não constitui um evento de falha.

4.5. As estimativas de volume presentes na notificação devem referir-se sempre a datas passadas, observando o disposto no item 7 deste Regulamento.

4.6. A calibração dos elementos primários de medição não deve acarretar em paralisação das medições, não devendo, portanto, ser notificada como falha de medição.

4.7. Qualquer evento que gere divergência entre os volumes medidos e os efetivamente declarados nos boletins de medição deve ser notificado como falha de sistemas de medição de petróleo e gás natural.

4.8. Em casos de eventos de falhas na medição dos volumes produzidos, a ANP sempre buscará a adoção de metodologia de estimativa dos volumes produzidos que preserve os interesses da União e demais entes federativos.

5. NOTIFICAÇÃO DE EVENTOS DE FALHA

5.1. Padrão da Notificação de Evento de Falha

5.1.1. A ANP disponibilizará no endereço eletrônico www.anp.gov.br o padrão de notificação de evento de falha de sistema de medição e de falha de enquadramento de petróleo.

5.1.1.1. Será disponibilizado o padrão de arquivo XML, a ser enviado por *WebService*, e o padrão de arquivo, a ser enviado por correio eletrônico, bem como os manuais dos mesmos.

5.1.1.2. Qualquer alteração do padrão dos arquivos XML, ou do arquivo a ser enviado por correio eletrônico, será informada ao agente regulado com antecedência mínima de 90 dias.

5.2. Classificação das Notificações de Eventos de Falha

5.2.1. As notificações de eventos de falha podem ser classificadas como:

5.2.1.1. Inicial: ocorre nos casos em que a falha é declarada antes que a mesma possa ser corrigida, respeitado o prazo legal de envio à ANP.

5.2.1.2. Intermediária: ocorre nos casos onde o mês se encerra, e o evento de falha persiste.

5.2.1.3. Final: ocorre nos casos em que a falha é declarada após a sua correção, respeitado o prazo legal de envio à ANP, ou àquela enviada após retorno à normalidade do evento de falha.

5.2.1.4. Retificação: é aquela enviada para retificação de outra notificação de evento de falha enviada anteriormente, independente de sua classificação original.

5.2.1.5. Complemento: é aquela enviada para complementação de outra notificação de evento de falha enviada anteriormente, independente de sua classificação original.

5.3. Classificação dos Eventos de Falha

5.3.1. Os eventos de falha podem ser classificados como:

5.3.1.1. Erro de configuração -- evento de falha a ser declarado caso seja detectada configuração errônea dos computadores de vazão ou medidores;

5.3.1.2. Impossibilidade de calibração -- evento de falha a ser declarado quando não for possível realizar calibração do medidor sem antes fazer a manutenção do mesmo.

5.3.1.3. Diferença elevada entre calibrações -- evento de falha a ser declarado quando os limites entre os fatores de calibração do medidor forem superiores ao estabelecido no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013;

5.3.1.4. Ausência de Medição -- evento de falha a ser declarado em caso de perda de comunicação ou outra situação onde não ocorra medição através do ponto de medição por algum período ao longo do dia de produção;

5.3.1.5. BSW superior ao autorizado -- evento de falha a ser declarado quando o BSW médio do dia, utilizado nas medições fiscais para determinação do volume líquido de petróleo, for superior ao autorizado pela ANP;

5.3.1.6. Medição Incorreta -- evento de falha a ser declarado quando os valores medidos não correspondem aos possíveis volumes reais;

X

5.3.1.7. Falha no arquivo XML - evento de falha a ser declarada quando o arquivo XML, contendo os dados de produção de algum ponto de medição tenha sido enviado para ANP com informações incorretas.

6. ENVIO DAS NOTIFICAÇÕES DE EVENTOS DE FALHA

6.1. O agente regulado deve enviar as notificações de eventos de falha para ANP através de *WebService*, em arquivos no formato XML.

6.1.1. O envio das notificações de eventos de falha deve atender os requisitos mínimos de segurança da informação exigidos pela ANP.

6.2. Os campos marginais de petróleo e gás natural operados por empresas de pequeno e de médio porte, de acordo com a legislação aplicável, poderão enviar as notificações de eventos de falha por correio eletrônico, em formato padronizado, desde que previamente autorizado pela ANP.

6.2.1. A solicitação de autorização descrita no item 6.2, deve conter justificativa e demonstração da inviabilidade econômica de implementação do envio de nos termos do item 6.1 deste Regulamento.

6.3. O agente regulado deve enviar notificação de eventos de falha em até 2 (dois) dias úteis após a ocorrência ou detecção do evento de falha de sistema de medição.

6.4. Para os casos de envio de notificação do tipo inicial, o agente regulado deve enviar notificação final em até 2 (dois) dias úteis após o retorno à normalidade.

7. METODOLOGIAS DE ESTIMATIVA DOS VOLUMES

7.1. Sistemas de Medição Fiscal de Petróleo e Gás Natural

7.1.1. Estimativa por médias horárias:

7.1.1.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração máxima de 48 horas, deve ser adotado como volume medido a vazão horária máxima das últimas 72 horas anteriores ao evento de falha de medição do ponto de medição.

7.1.1.2. Nos casos do item 7.1.1.1, e quando no cálculo da produção de petróleo ou gás natural, o ponto de medição em falha contribuir com volume a ser subtraído do volume total de produção, deve ser adotado como volume medido a vazão horária mínima das últimas 72 horas anteriores ao evento de falha de medição do ponto de medição em falha.

7.1.1.3. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 48 horas e inferior a 120 horas, deve ser adotado como volume medido a vazão horária máxima dos últimos 90 dias de medição anteriores ao evento de falha do ponto de medição.

7.1.1.4. Nos casos do item 7.1.1.3, e quando no cálculo da produção de petróleo ou gás natural, o ponto de medição em falha contribuir com volume a ser subtraído do montante total de produção, deve ser adotado como volume medido a vazão horária mínima dos últimos 90 dias de medição anteriores ao evento de falha do ponto de medição em falha.

7.1.1.5. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 120 horas e inferior a 240 horas, deve ser adotado como volume medido a vazão horária máxima dos últimos 180 dias de medição anteriores ao evento de falha do ponto de medição.

7.1.1.6. Nos casos do item 7.1.1.5, e quando no cálculo da produção de petróleo ou gás natural, o ponto de medição em falha contribuir com volume a ser subtraído do montante total de produção, deve ser adotado como volume medido a vazão horária mínima dos últimos 180 dias de medição anteriores ao evento de falha do ponto de medição em falha.

7.1.2. Estimativa por Balanço Volumétrico

7.1.2.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural onde for possível estimar o volume através de balanço volumétrico composto por pontos de medição operacionais, de apropriação ou fiscais, a estimativa deve ser feita levando em consideração a incerteza das medições operacionais, como segue:

$$E_{PMF} = \text{Prod}_{PMO} + U(\text{Prod}_{PMO}) - \text{Prod}_{PMF}$$

e

$$U(\text{Prod}_{PMO}) = \sqrt{\sum (Y_i)^2} * \text{IMPO}$$

Onde:

E_{PMF} = Estimativa de Volume para o Ponto de Medição Fiscal em Falha.

Prod_{PMO} = Produção Calculada através dos pontos de medição operacionais.

$U(\text{Prod}_{PMO})$ = Incerteza relativa à Prod_{PMO} .

Prod_{PMF} = Produção calculada através dos pontos de medição fiscais excluindo-se o ponto da estimativa.

Y_i = Volume do ponto de medição operacional utilizado no cálculo da produção Prod_{PMO} .

IMPO = incerteza máxima permitida para a medição operacional (2% para petróleo e 3% para gás natural).

7.1.2.2. Os volumes das medições operacionais não devem ser corrigidos por fatores como de encolhimento ou outros que venham a diminuir a produção calculada através dos pontos de medição operacionais.

7.1.2.3. Para medição fiscal de gás natural, quando não houver medição operacional disponível para efetuar o balanço nos termos de 7.1.2.1, deverá ser utilizado o cômputo da produção através da RGO dos poços da instalação, desde que estas RGO se mostrem estáveis. Desta maneira a estimativa de volume será:

$$E_{PMF} = \text{Prod}_{RGO} * 1,03 - \text{Prod}_{PMF}$$

Onde:

E_{PMF} = Estimativa de Volume para o Ponto de Medição Fiscal em Falha.

Prod_{RGO} = Produção Calculada através da maior RGO registrada nos últimos 3 testes de cada poço da instalação.

Prod_{PMF} = Produção calculada através dos pontos de medição fiscais excluindo-se o ponto da estimativa.

7.1.3. Estimativa Medição Corrigida

X

7.1.3.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal de petróleo e gás natural onde for possível determinar a incerteza de medição, e esta for superior ao limite estabelecido, os volumes deverão ser corrigidos com base na incerteza adicional, que excede ao limite.

7.1.4. Em casos de eventos de falhas presumidas por elevada variação do fator do medidor, considerando que FCN é o Fator de Calibração Atual, FCO é o Fator de Calibração Anterior, e FC é o Fator de correção, teremos as seguintes situações:

7.1.4.1. Quando $FCN > FCO$, será calculado o FC através da seguinte equação, $FC = FCN / FCO$, e os volumes do período compreendido entre a aplicação do FCN e aplicação do FCO devem ser corrigidos multiplicando os mesmos pelo FC.

7.1.4.2. Quando $FCN < FCO$, os volumes do período compreendido entre a aplicação do FCN e aplicação do FCO não devem ser corrigidos.

7.1.5. Em casos de falha de enquadramento do petróleo, onde o BSW médio do dia é superior à 1%, o volume líquido de petróleo deverá ser corrigido nos termos da tabela a seguir, a fim de se minimizar os efeitos do aumento da incerteza de medição decorrente do não enquadramento do petróleo:

Faixa de BSW	Fator de correção
Maior que 1% e menor ou igual a 5%	1,005
Maior que 5% e menor ou igual a 10%	1,016
Maior que 10% e menor ou igual a 15%	1,026
Maior que 15% e menor ou igual a 20%	1,038

7.2. Sistemas de Medição de Apropriação Contínua de Petróleo e Gás Natural

7.2.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição de apropriação contínua que tiverem duração máxima de 48 horas, deve ser adotado como volume produzido a média da vazão horária das últimas 72 horas de medição do ponto de medição em falha.

7.2.2. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição de apropriação contínua que tiverem duração superior a 48 horas e inferior a 120 horas, deve ser adotado como volume produzido a média da vazão horária dos últimos 90 dias representativos de medição do ponto de medição em falha.

7.2.3. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição de apropriação contínua que tiverem duração superior a 120 horas e inferior a 240 horas, deve ser adotado como volume produzido a média da vazão horária dos últimos 180 dias representativos de medição do ponto de medição em falha.

7.3. Sistemas de Medição Operacional do Gás Natural Queimado/Ventilado

7.3.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração máxima de 48 horas, deve ser adotado como volume produzido a vazão horária máxima das últimas 72 horas representativas de medição do ponto de medição em falha.

7.3.2. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração superior a 48 horas e inferior a 120 horas, deve ser adotado como volume produzido a vazão horária máxima dos últimos 90 dias representativos de medição do ponto de medição em falha.

7.3.3. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição de apropriação contínua que tiverem duração superior a 120 horas e inferior a 240 horas, deve ser adotado como volume produzido a vazão horária máxima dos últimos 180 dias representativos de medição do ponto de medição em falha.

7.4. Quando não for possível a aplicação das metodologias descritas nos itens 7.1, 7.2 e 7.3, o agente regulado deve apresentar sua proposta de metodologia de estimativa dos volumes na notificação de evento de falha, contendo a justificativa para a solicitação que demonstre a inviabilidade técnica da aplicação das metodologias preestabelecidas.

7.5. Quando para determinado período for possível estimar o volume do ponto de medição fiscal em falha através de mais de uma das metodologias indicadas nos itens 7.1.1, 7.1.2 ou 7.1.3, o agente regulado deverá adotar a metodologia mais conservadora, que resulte em maior volume de produção para a instalação.

7.6. A ANP poderá adotar prazos e estimativas mais rigorosos do que as determinadas neste Regulamento sempre que identificar a possibilidade de que os volumes produzidos superaram os valores estimados pelas metodologias previamente indicadas.

8. TEMPO DE PERMANÊNCIA EM EVENTO DE FALHA

8.1. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição fiscal e de apropriação de petróleo e gás natural que tiverem duração superior a 240 horas, deve-se interromper a utilização do ponto de medição em falha.

8.2. Em casos de eventos de falhas de sistemas de medição operacional do gás natural queimado/ventilado que tiverem duração superior a 240 horas, deve-se interromper a utilização do ponto de medição em falha.

8.3. Para o intervalo de tempo de permanência de evento de falha, compreendido nos itens 7.1, 7.2 e 7.3 será considerado o somatório dos eventos de falha dos últimos 30 dias anteriores à notificação de evento de falha do ponto de medição.

9. PROCEDIMENTO DURANTE CALIBRAÇÕES

9.1. Nas medições fiscais, de apropriação e operacionais de gás queimado/ventilado, os instrumentos de pressão estática e temperatura poderão ser retirados para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 horas, desde que neste período os valores utilizados para essas variáveis sejam mantidos os mesmos obtidos imediatamente antes da retirada dos instrumentos.

9.1.1. Quando o período for superior a 48 horas, ou não houver a possibilidade de se manter os valores fixados conforme item 9.1, deverá ser emitida notificação de evento de falha.

9.2. Nas medições fiscais e de apropriação, os instrumentos de pressão diferencial poderão ser retirados para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 horas, desde que neste período os valores utilizados para essa variável sejam mantidos como a maior média ponderada diária da pressão diferencial dos 30 dias anteriores à retirada do instrumento.

9.2.1. Quando o período for superior a 48 horas, ou não houver a possibilidade de se manter os valores fixados conforme item 9.2, deverá ser emitida notificação de evento de falha.

9.3. Nas medições fiscais de gás queimado/ventilado e operacionais de gás queimado/ventilado que utilizem medidor ultrassônico, o medidor primário poderá ser retirado para calibração sem a necessidade de notificação de falha de medição por um período máximo de 48 horas, desde que neste período os volumes utilizados para esse ponto de medição sejam considerados como a maior média diária do volume dos 30 dias anteriores à retirada do medidor.

9.4. Visando evitar a interrupção da produção, será permitida a utilização de trecho de medição sem certificação por até 72 horas, para que se providencie certificação do trecho ou substituição por outro certificado, devendo a utilização do mesmo ser declarada através de Notificação de Evento de Falha. Excedendo-se o prazo de 72 horas deve-se interromper a utilização do ponto de medição com trecho sem certificação.

10. ANÁLISE DAS NOTIFICAÇÕES DE EVENTOS DE FALHAS

10.1. A ANP analisará as notificações de eventos de falha recebidas, e o resultado dessas análises será informado ao agente regulado em até 90 dias após o término do mês de registro de seu recebimento da notificação de evento de falha.

10.2. O agente regulado deve realizar as providências necessárias ao receber o resultado da análise das notificações de eventos de falha, na forma e prazo estabelecido pela ANP.

11. GESTÃO DOS EVENTOS DE FALHAS

11.1. O agente regulado deve aplicar um modelo de sistema de gestão de forma a assegurar a ocorrência do menor número possível de eventos de falha, e a ausência de repetição de falhas já ocorridas para um mesmo cenário.

11.2. Deve ser enviado para a ANP, até o dia 31 de março de cada ano, um relatório contendo o resultado da aplicação do modelo de sistema de gestão dos eventos de falha, analisando todos os eventos de falhas ocorridos no período de 1 de janeiro a 31 de dezembro do ano anterior.

11.2.1. O relatório de análise dos eventos de falhas deve conter pelo menos:

- a) número dos eventos de falhas por instalação, por fluido e ponto de medição, durante cada mês e no ano;
- b) tempo médio entre falhas e tempo médio em falha, por instalação, por fluido e por ponto de medição, durante cada mês e no ano;

- e) principal tipo de evento ocorrido nos diferentes pontos de medição por instalação; e
- f) ações realizadas e planejadas para a mitigação dos principais eventos de falhas.

11.2.2. A ANP acompanhará as ações planejadas para a mitigação dos eventos de falha relatadas pelo agente regulado, podendo solicitar a inclusão de outras ações que julgar pertinente.

11.3. A partir da análise do relatório de que trata o item 11.2.1 e da avaliação do sistema de gestão de que trata o item 11.1, a ANP poderá, sempre que entender necessário, tornar mais rigorosos os prazos e estimativas existentes no presente Regulamento, de forma a garantir que o concessionário atue com a diligência necessária.

12. FISCALIZAÇÃO

12.1. A ANP fiscalizará os eventos de falhas de sistemas de medição de petróleo e gás natural, e falhas de enquadramento de petróleo nas medições de petróleo e gás natural. Todos os documentos objeto deste Regulamento devem ser preservados para fins de auditoria por período mínimo de dez anos, devendo ser garantida a sua veracidade.

12.2. Os documentos indicados neste Regulamento devem ser disponibilizados para a ANP quando solicitados.

12.3. Os instrumentos, equipamentos e pessoal de apoio, necessários para a realização das fiscalizações devem ser providos pelo agente regulado, sem ônus para a ANP.

12.4. A ANP pode solicitar, a qualquer tempo, informações e documentos necessários à fiscalização.