



## Nota Técnica nº 106/2013/NFP

Rio de Janeiro, 21 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, com as devidas justificativas e implementações do Parecer nº 723/2013/PF-ANP/PGF-AGU.

### **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 n.º 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;*

X

*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.*

X

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 consequências 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.

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.

A Nota Técnica nº 103/2013/NFP apresentou a base legal para a sua proposta de regulamentação, resume o histórico das contribuições já ocorridas e em seguida destaca cada um dos dispositivos da minuta proposta, conferindo a cada um deles motivação clara quanto à sua necessidade e adequação (fls. 310/343).

O processo administrativo nº 48610.007480/2013-19 foi encaminhado para apreciação da Douta Procuradoria Geral Federal junto à ANP para análise da minuta da Resolução proposta, bem como de seu regulamento anexo.

A Procuradoria emitiu o Parecer nº 723/2013/PF-ANP/PGF-AGU (fls. Xxx/xxx) como resultado de sua análise.

#### **4 CONSIDERAÇÕES SOBRE O PARECER Nº 723/2013/PF-ANP/PGF-AGU**

O Parecer nº 723/2013/PF-ANP/PGF-AGU em seus itens 8 a 10 relata:

*"8. Apontamos apenas para uma questão, que nos deixou em dívida, que seria a relativa à **confirmação quanto à total compatibilidade entre a minuta proposta e os itens 5.4.3 e seguintes da Resolução Conjunta nº 1/2013 ('Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição')**.*

*9. **Pede-se especial atenção para com o item 5.4.3.6 da Resolução em vigor, uma vez que o item 6.3 da nova minuta (fl. 26 da NT nº 103/NFP, fl. 335) parece propor prazo diverso (2 dias úteis) para a mesma ação, qual seja, a comunicação quanto à ocorrência ou detecção de falha. A opção por inovar em matéria já tratada pela Resolução Conjunta traria um ônus motivador especial, devido à sua origem complexa (ANP e INMETRO).***

*10. A propósito, e **ratificando a recomendação de que haja total certificação quanto à compatibilidade das normas**, vale também acentuar, como recomendação geral, que a mera possibilidade de dívida quanto à revogação de pontos anteriormente tratados invocaria, por prudência e em nome da maior segurança jurídica, a revogação expressa, que poderá ser feita por acréscimo de novos artigos à minuta, caso se antecipe, ainda que em grau mínimo, sua necessidade." (grifos nossos)*

De fato, o item 6.3 da minuta do regulamento analisado pela Procuradoria Geral Federal junto à ANP (PRG) apresenta um prazo diverso do estabelecido no Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013, para a comunicação de evento de falha de medição ou de enquadramento de petróleo.



Concordamos com o entendimento da PRG, e o item 6.3 será retirado da minuta, devendo ser tratado em futura revisão do Regulamento Técnico de Medição em conjunto com o Inmetro.

Ressaltamos que a edição da Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2013 seguiu todos os trâmites legais, tendo ampla participação dos agentes regulados, desta forma, o prazo de 72 (setenta e duas) horas é de conhecimento dos mesmos desde a audiência pública realizada em 2010.

Diante do exposto, o item 6.4 será renumerado para 6.3, mantendo-se as justificativas, que reproduzimos abaixo.

### **Item 6.3**

*“6.3 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 6.3 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.

## **5 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.

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 n.º XX, de XX de XXX de 201X, no uso de suas atribuições legais, conferidas pelos incisos VII e XVI do art. 8.º da pela Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista o disposto no artigo 7.º da Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010, no inciso X do artigo 2.º da Lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010, no inciso IV do art. 3.º, no art. 4.º e no art. 5.º 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 n.º 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 n.º 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. 1.º 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. 2.º Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente Resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei n.º 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

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

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

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRJARD  
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 (TLD);

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](http://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;

~~10~~

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. 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:

$$E_{PMF} = Prod_{PMO} + U(Prod_{PMO}) - Prod_{PMF}$$

e

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

Onde:

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

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

$U(Prod_{PMO})$  = 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:

$$E_{PMF} = Prod_{RGO} * 1,03 - Prod_{PMF}$$

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

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;
- c) principal tipo de evento ocorrido nos diferentes pontos de medição por instalação; e
- d) 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.

