



Metodologia de linha de base e monitoramento aprovada AM0009

“Recuperação e uso de gás de poços de petróleo que do contrário seria queimado ou ventilado”

I. FONTE, DEFINIÇÕES E APLICABILIDADE

Fontes

Esta metodologia de linha de base e monitoramento se baseia em elementos das seguintes metodologias propostas:

- NM0026 “Projeto de Recuperação e Uso de Gás da Rang Dong Oil Field Associated” [*Rang Dong Oil Field Associated Gas Recovery and Utilization Project*], elaborada pela Japan Vietnam Petroleum Co. Ltd.;
- NM0227 “Recuperação de metano de campos de petróleo onshore e offshore que do contrário seria emitido para a atmosfera” [*Recovery of methane from on-shore and off-shore oil fields that otherwise will be vented into the atmosphere*], elaborada pela SOCAR, em colaboração com a ICF International.

Esta metodologia também faz referência às últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:

- “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas, decorrentes da queima de combustíveis fósseis”;
- “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas, decorrentes do consumo de eletricidade”;
- “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade”;
- “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.

Mais informações sobre novas metodologias propostas e ferramentas, bem como sobre a análise delas pelo Conselho Executivo, podem ser obtidas no endereço: <http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>.

Abordagem selecionada do parágrafo 48 das modalidades e procedimentos do MDL

“Emissões existentes, reais ou históricas, conforme o caso”



e

“Emissões de uma tecnologia que represente uma linha de ação economicamente atrativa, levando-se em conta as barreiras aos investimentos”.

Definições

Para os fins desta metodologia, aplicam-se as seguintes definições:

Gás associado. Gás natural encontrado dissolvido no petróleo ou na forma de uma capa de gás livre acima do reservatório de óleo.

Gas-lift. Método de elevação artificial para a exploração de poços de petróleo em que gás é injetado no tubo de produção para reduzir a pressão hidrostática na coluna de fluido. A consequente redução da pressão no fundo do poço faz com que os líquidos do reservatório cheguem à boca do poço com uma maior taxa de vazão.

Gás de elevação. Gás em alta pressão usado para elevação a gás (gas-lift) nos poços de petróleo.

Gás recuperado. O gás associado e/ou o gás de elevação recuperado nos poços de petróleo do projeto.

Usina processadora de gás. Usina destinada a separar ou processar hidrocarbonetos por meio de procedimentos químicos, físicos ou físico-químicos, com vistas à produção de hidrocarbonetos e outros produtos (por exemplo, enxofre) para comercialização.

Aplicabilidade

Esta metodologia se aplica às atividades de projeto que recuperam e usam gás associado e/ou gás de elevação provenientes de poços de petróleo. O gás associado e/ou gás de elevação seriam queimados ou ventilados antes da implementação da atividade do projeto.

A metodologia se aplica nas seguintes condições:

- Na atividade do projeto, o gás recuperado seja:
 - Consumido no próprio local para atender as demandas de energia; e/ou
 - Transportado e comprimido em um gasoduto sem processamento prévio; e/ou
 - Transportado a uma usina processadora em que é convertido em produtos de hidrocarbonetos (por exemplo, gás seco, GLP e condensado), os quais são transportados e vendidos ao consumidor final.



- A atividade do projeto não acarrete mudanças no processo de produção do petróleo, como o aumento da quantidade ou qualidade do petróleo extraído, nos poços de petróleo contidos no limite do projeto;
- A injeção de qualquer gás no reservatório de petróleo e no seu sistema de produção seja permitido na atividade do projeto apenas para o processo de gas-lift;
- Todo o gás recuperado seja proveniente de poços de petróleo que estejam em operação e estejam produzindo petróleo na época da recuperação do gás associado e/ou gás de elevação;

Aplicam-se, ainda, as condições de aplicabilidade contidas nas ferramentas mencionadas acima.

Finalmente, a metodologia só poderá ser aplicada se o cenário da linha de base identificado for:

- A continuação da prática atual de ventilar (cenário G1) ou queimar (cenário G2) o gás associado e/ou gás de elevação; e
- A continuação da operação da infraestrutura existente de petróleo e gás sem o processamento de gás associado e/ou gás de elevação recuperados e sem nenhuma outra mudança significativa (cenário P4); e
- No caso de uso de gas-lift na atividade do projeto: o gás de elevação na linha de base use a mesma fonte que na atividade do projeto e a mesma quantidade que na atividade do projeto (cenário O1).

II. PROCEDIMENTO PARA A METODOLOGIA DE LINHA DE BASE

Limite do projeto

O limite do projeto abrange:

- O reservatório de petróleo e os poços de petróleo do projeto em que o gás associado e/ou gás de elevação são coletados;
- O local em que o gás associado e/ou gás de elevação foram queimados ou ventilados na ausência da atividade do projeto;
- A infraestrutura de recuperação, pré-tratamento e transporte de gás, inclusive, se for o caso, os compressores;



- A fonte do gás de elevação.

Os gases de efeito estufa incluídos ou excluídos do limite do projeto são indicados na **Tabela 1**.

Tabela 1: Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Queima de combustíveis fósseis, nos usuários finais, que são produzidos a partir de gás não-associado ou de outras fontes fósseis	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissões na linha de base
		CH ₄	Não	Fonte pequena, não considerá-la é conservador
		N ₂ O	Não	Fonte pequena, não considerá-la é conservador
Atividade do Projeto	Uso de energia para recuperação, pré-tratamento, transporte e, se for o caso, compressão do gás recuperado	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissões no projeto
		CH ₄	Não	Considerada insignificante
		N ₂ O	Não	Considerada insignificante

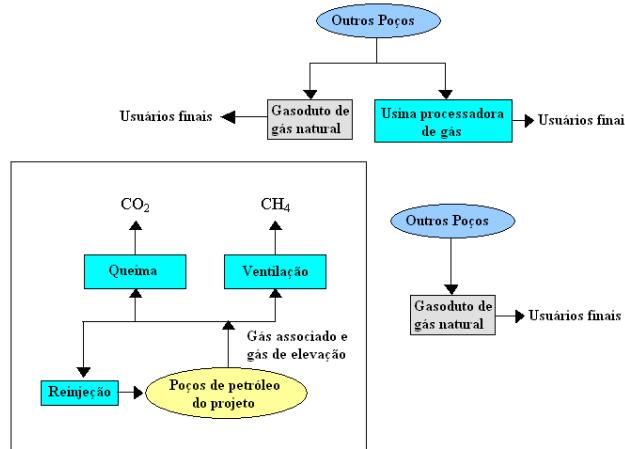


Figura 1: Ilustração esquemática da atividade na linha de base

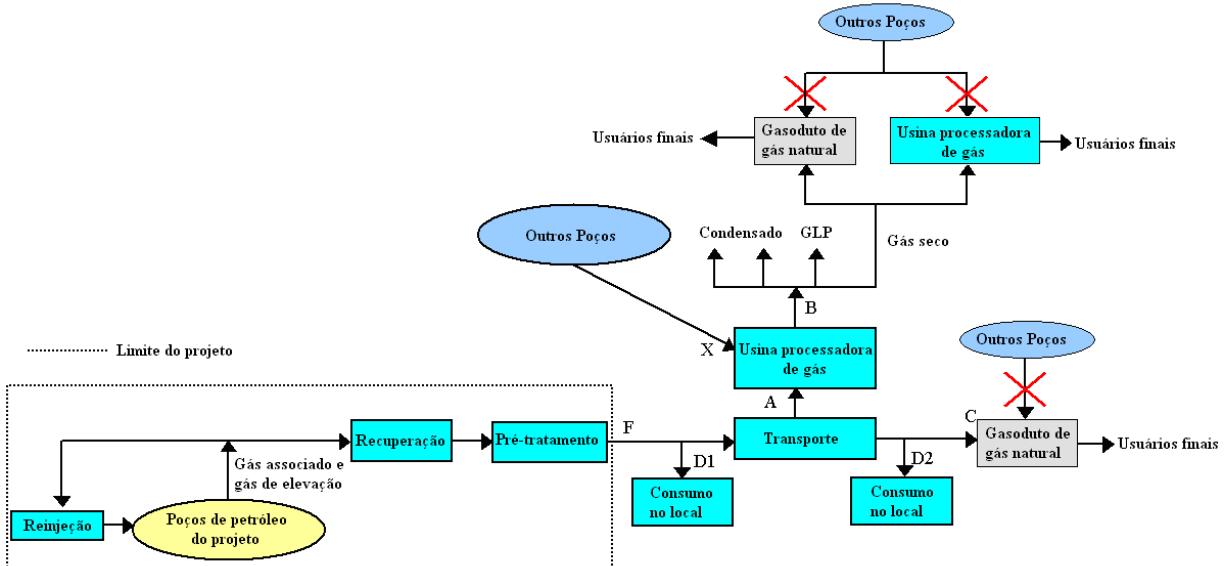


Figura 2: Ilustração esquemática da atividade do projeto

A área do projeto pode abranger vários poços no âmbito de um Contrato de Partilha de Produção (PSC) com uma meta de produção.

Identificação do cenário da linha de base e demonstração da adicionalidade

Os participantes do projeto devem adotar o seguinte procedimento:



Etapa 1: Identificar cenários alternativos plausíveis

A atividade do projeto envolve três componentes. Os cenários alternativos plausíveis devem conter alternativas para os componentes seguir.

Os cenários alternativos plausíveis da linha de base para o gás associado e/ou gás de elevação provenientes dos poços de petróleo do projeto podem abranger, entre outros:

- G1: Emissão do gás associado e/ou gás de elevação para a atmosfera no local de produção do petróleo (ventilação);
- G2: Queima do gás associado e/ou gás de elevação no local de produção do petróleo;
- G3: Uso do gás associado e/ou gás de elevação no próprio local para a geração de energia;
- G4: Uso do gás associado e/ou gás de elevação no próprio local para a produção de gás natural liquefeito (GNL);
- G5: Injeção do gás associado e/ou gás de elevação em um reservatório de petróleo ou gás;
- G6: Recuperação, transporte e processamento do gás associado e/ou gás de elevação e distribuição dos produtos aos usuários finais sem que a atividade seja registrada como atividade de projeto do MDL;
- G7: Recuperação, transporte e compressão do gás associado e/ou gás de elevação em um gasoduto sem processamento prévio, sem que a atividade seja registrada como atividade de projeto do MDL;
- G8: Consumo no local para atender as demandas de energia, sem que a atividade seja registrada como atividade de projeto do MDL;
- G9: Recuperação, transporte e uso do gás associado e/ou gás de elevação como matéria-prima para a fabricação de um produto.

Os cenários alternativos plausíveis da linha de base para a infraestrutura de petróleo e gás devem abranger a atividade de projeto proposta e todos os cenários pertinentes a qualquer usina processadora de gás, gasodutos, compressores, etc. existentes ou novos. Eles dependem bastante do contexto do projeto proposto mas poderiam envolver, entre outros:

- P1: A construção de uma usina processadora para fins de processamento do gás recuperado, da mesma forma que na atividade do projeto, sem que a atividade seja registrada como atividade de projeto do MDL;



- P2: A construção de uma usina processadora de capacidade inferior do que na atividade do projeto, para processamento apenas de gás não-associado e gás não-recuperado;
- P3: Oferta de gás recuperado a uma usina processadora de gás existente e construção da infraestrutura necessária, sem que a atividade seja registrada como atividade de projeto do MDL;
- P4: Continuação da operação da infraestrutura de petróleo e gás existente sem o processamento de gás associado e/ou gás de elevação recuperados e sem nenhuma outra mudança significativa;
- P5: Oferta de gás recuperado a um gasoduto sem processamento prévio e sem que a atividade seja registrada como uma atividade de projeto do MDL.

Os cenários alternativos plausíveis da linha de base para o uso de gas-lift podem abranger, entre outros:

- O1: Gás da mesma fonte que na atividade do projeto e na mesma quantidade que na atividade do projeto é usado no sistema de gas-lift;
- O2: Gás de uma fonte diferente que na atividade do projeto mas com o uso da mesma quantidade de gás de elevação que na atividade do projeto é usado no sistema de gas-lift;
- O3: Gás da mesma fonte que na atividade do projeto mas com o uso de uma quantidade diferente de gás de elevação é usado no sistema de gas-lift;
- O4: Gás de uma fonte diferente que na atividade do projeto e em uma quantidade diferente do que na atividade do projeto é usado no sistema de gas-lift;
- O5: O sistema de gas-lift não é usado.

Combinações realistas desses três componentes devem ser identificadas e consideradas cenários alternativos possíveis à atividade de projeto proposta. As combinações identificadas devem ser descritas de forma transparente e ilustradas nos diagramas esquemáticos do MDL-DCP.

Etapa 2: Avaliar os aspectos legais

Ao avaliar os aspectos legais, as seguintes questões devem ser tratadas:

- As alternativas são permitidas por lei ou outros acordos e padrões (industriais)?



- Existem leis ou outras normas (por exemplo, normais ambientais) que implicitamente restrinjam certas alternativas?

Todas as alternativas da linha de base devem cumprir todas as leis e normas aplicáveis, mesmo que essas leis tenham objetivos outros que não a redução de gases de efeito estufa. Se uma alternativa não cumprir todas as leis e normas aplicáveis, essa alternativa deverá ser eliminada, a menos que se demonstre, com base em um exame da prática atual no país ou região a que a lei ou norma se aplica, que as leis e normas aplicáveis são sistematicamente descumpridas e que esse descumprimento é generalizado.

Etapa 3: Avaliar a atratividade econômica das alternativas

A atratividade econômica é avaliada para os cenários alternativos que sejam viáveis em termos técnicos e que tenham sido identificados na Etapa 2 como não proibidos por leis ou outros acordos e padrões (industriais). A atratividade econômica é avaliada determinando-se uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de cada cenário alternativo, segundo a orientação para a análise de investimentos contida na última versão aprovada da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”. A TIR deve ser determinada com o uso, entre outros, dos seguintes parâmetros, de acordo com o cenário em questão:

- A produção total projetada do gás associado e/ou gás de elevação;
- A quantidade projetada de gás recuperado, gás queimado, ventilado, consumido no próprio local, processado em uma usina processadora de gás e/ou comprimido em um gasoduto;
- O preço acordado para a distribuição do gás recuperado (por exemplo, de um Contrato de Partilha de Produção) até o gasoduto ou usina processadora de gás (se operada por terceiros);
- O poder calorífico inferior do gás recuperado;
- O gasto de capital para toda a infraestrutura do petróleo e gás necessária no cenário em questão, tais como instalações de recuperação de gás, gasodutos e usinas processadoras de gás (se for o caso), etc. (CAPEX);
- Todos os gastos operacionais associados ao cenário em questão (OPEX);
- Todas as receitas provenientes da operação do cenário alternativo, como receitas da venda do gás processado ou outros produtos da usina processadora de gás ou eletricidade;



- Qualquer acordo de partilha de lucros e recuperação de custos, como a redução de custos por meio da substituição de produtos pelo gás recuperado, se for o caso.

Se a ventilação ou queima do gás associado em um determinado local não for totalmente banida, mas estiver sujeita a taxas ou multas, o impacto dessas taxas e multas deverá ser considerado no cálculo da TIR.

O cenário alternativo que for a linha de ação mais atrativa economicamente será considerado o cenário da linha de base. Passe para a próxima etapa caso a TIR da atividade do projeto seja mais baixa do que a taxa de retorno mínimo dos participantes do projeto (normalmente, cerca de 10%) e se o cenário mais plausível da linha de base não for a atividade do projeto sem que seja registrada como uma atividade de projeto do MDL; do contrário, a atividade do projeto não será adicional.

A EOD deve verificar qual é valor típico da TIR para esse tipo de investimento no respectivo país anfitrião. Os cálculos devem ser descritos e documentados de forma clara.

Etapa 4: Análise da prática comum

Aplicar a “análise da prática comum”, segundo a orientação para a análise de investimentos contida na última versão aprovada da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.

O projeto poderá ser considerado adicional se os requisitos da análise da prática comum forem atendidos.

Emissões da linha de base

As atividades de projeto no âmbito desta metodologia reduzem emissões por meio da recuperação do gás associado e/ou gás de elevação e uso do gás recuperado. O uso do gás recuperado substitui o uso de outras fontes de combustíveis fósseis. Por exemplo, o uso do gás recuperado em uma usina processadora de gás pode substituir o uso do gás não-associado nessa usina processadora. Em outra situação, o gás recuperado pode ser comprimido em um gasoduto de gás natural, substituindo o processamento do gás não-associado em uma usina processadora de gás em outro local. Os efeitos exatos nas emissões são difíceis de serem determinados e exigiriam uma análise de toda a cadeia de oferta de combustível até os usuários finais tanto para a atividade do projeto como para o cenário da linha de base. Esta metodologia fornece um cálculo simplificado e conservador das reduções de emissões, supondo-se que o uso do gás recuperado substitui o uso de metano – o combustível fóssil com as menores emissões diretas de CO₂. As emissões do processamento e do transporte de combustíveis aos usuários finais não são consideradas para a atividade do projeto e para o cenário da linha de



base, uma vez que se supõe que essas emissões sejam de magnitude similar e se equiparem.

As emissões da linha de base são calculadas do seguinte modo:

$$BE_y = V_{F,y} \cdot NCV_{RG,F,y} \cdot EF_{CO2,Methane} \quad (1)$$

Onde:

- BE_y são as emissões da linha de base durante o período y (tCO₂);
 $V_{F,y}$ é o volume do total de gás recuperado medido no ponto F da Figura 2, após o pré-processamento e antes que parte do gás recuperado possa ser usada no próprio local, durante o período y (Nm³);
 $NCV_{RG,F,y}$ é o poder calorífico inferior do gás recuperado medido no ponto F da Figura 2 durante o período y (TJ/Nm³);
 $EF_{CO2,Methane}$ é o fator de emissão de CO₂ para o metano (tCO₂/TJ).

Emissões do projeto

As seguintes fontes¹ de emissões do projeto são contabilizadas nesta metodologia:

- Emissões de CO₂ decorrentes do consumo de combustíveis fósseis na recuperação, pré-tratamento, transporte e, se for o caso, compressão do gás recuperado até os pontos A e C da Figura 2;
- Emissões de CO₂ decorrentes do uso de eletricidade na recuperação, pré-tratamento, transporte e, se for o caso, compressão do gás recuperado até os pontos A e C da Figura 2.

As emissões do projeto são calculadas do seguinte modo:

$$PE_y = PE_{CO2,fossilfuels,y} + PE_{CO2,elec,y} \quad (2)$$

Onde:

- PE_y são as emissões do projeto no período y (tCO₂e);
 $PE_{CO2,fossilfuels,y}$ são as emissões de CO₂ decorrentes do consumo de combustíveis fósseis na recuperação, pré-tratamento, transporte e, se for o caso, compressão do gás recuperado até os pontos A e C da Figura 2

¹ Supõe-se que outras fontes de emissões do projeto, como emissões das fugas, ventilação e queima durante a recuperação, transporte e processamento do gás recuperado são de magnitude similar no cenário da linha de base.



$PE_{CO2,elec,y}$ durante o período y (tCO₂e); são as emissões de CO₂ decorrentes do uso de eletricidade na recuperação, pré-tratamento, transporte e, se for o caso, compressão do gás recuperado até os pontos A e C da Figura 2 durante o período y (tCO₂e).

Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustíveis fósseis

As emissões do projeto $PE_{CO2,fossilfuels,y}$ decorrentes do consumo de combustíveis fósseis, inclusive do gás recuperado, se for o caso, para recuperação, pré-tratamento, transporte e, se for o caso, compressão do gás recuperado são calculadas aplicando-se a última versão aprovada da “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis”, em que j do processo corresponde à fonte de queima de combustível. Todas as fontes de emissões aplicáveis devem ser documentadas de forma transparente no MDL-DCP e nos relatórios de monitoramento.

Emissões do projeto decorrentes do consumo de eletricidade

As emissões do projeto $PE_{CO2,elec,y}$ provenientes do uso de eletricidade para recuperação, pré-tratamento, transporte e, se for o caso, compressão do gás recuperado são calculadas aplicando-se a última versão aprovada da “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade”. Todas as fontes aplicáveis de consumo de eletricidade devem ser documentadas de forma transparente no MDL-DCP e nos relatórios de monitoramento.

Fugas

Não há emissões a considerar.

Reduções de Emissões

As reduções de emissões são calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (3)$$

Onde:

ER_y são as reduções de emissões no período y (tCO₂e);
 BE_y são as emissões da linha de base no período y (tCO₂e);
 PE_y são as emissões do projeto no período y (tCO₂e).



Mudanças necessárias para a implementação da metodologia no segundo e terceiro períodos de obtenção de créditos

- (a) De acordo com a orientação do Conselho Executivo, os participantes do projeto devem avaliar se a linha de base continua válida e atualizá-la. A fim de avaliar se a linha de base continua válida, os participantes do projeto devem aplicar o procedimento para determinar o cenário da linha de base mais plausível, como descrito acima. O período de obtenção de créditos só poderá ser renovado se a aplicação do procedimento indicar que o cenário da linha de base determinado no MDL-DCP ainda se aplica;
- (b) Deve-se demonstrar que a atividade do projeto não é uma prática comum, com o uso do procedimento definido na etapa de Prática Comum da “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade”. A Entidade Operacional Designada deve avaliar a prática comum com as informações fornecidas sobre as práticas aplicadas no tratamento do gás associado no país anfitrião;
- (c) A introdução de leis e normas que exijam a queima ou utilização do gás associado e/ou a taxa de cumprimento das leis/normas pertinentes existentes também devem ser avaliadas para determinar se a linha de base continua válida.

Dados e parâmetros não monitorados

Além dos parâmetros listados nas tabelas abaixo, aplicam-se as disposições sobre os dados e parâmetros não monitorados contidas nas ferramentas mencionadas nesta metodologia.

Dado/parâmetro:	EF _{CO2, Methane}
Unidade do dado:	tCO ₂ e/TJ
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ para o metano
Fonte do dado:	O <i>Energy Information Administration (EIA)</i> do Departamento de Energia dos EUA < http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/coefficients.html > apresenta o fator de emissão padrão de 115,258 libras de CO ₂ por milhão de BTU.
Valor a ser aplicado:	49,55 tCO ₂ /TJ
Comentário:	---



III. METODOLOGIA DE MONITORAMENTO

Todos os dados coletados como parte do monitoramento devem ser arquivados eletronicamente e guardados por pelo menos dois anos após o final do último período de obtenção de créditos. Cem por cento dos dados devem ser monitorados, exceto se indicado o contrário nas tabelas abaixo. Todas as medições devem ser conduzidas com equipamentos de medição calibrados, de acordo com os padrões industriais pertinentes.

O MDL-DCP terá de conter procedimentos mínimos para assegurar que a coleta e retenção de dados sejam feitas adequadamente.

Além disso, aplicam-se as disposições de monitoramento contidas nas ferramentas mencionadas nesta metodologia.

Projeção e ajuste das emissões do projeto e da linha de base a partir da produção de petróleo

As emissões do projeto e as da linha de base dependem da quantidade de gás associado e gás de elevação recuperados, que está relacionada com a produção de petróleo. A produção de petróleo pode ser projetada com a ajuda de um simulador de reservatórios, que reflete as propriedades rocha/fluido do reservatório de petróleo. Como as projeções da produção de petróleo, o teor de metano do gás e outros parâmetros envolvem um grau considerável de incerteza, a quantidade e a composição do gás recuperado são monitoradas *ex-post*, e as emissões da linha de base e do projeto são ajustadas respectivamente, durante o monitoramento.

A EOD responsável pela validação deve confirmar que as reduções de emissões estimadas relatadas no MDL-DCP baseiam-se em estimativas fornecidas na pesquisa usada para definir os termos do projeto de produção de petróleo subjacente, de acordo com o contrato de partilha de produção.

Na verificação, a EOD responsável deve checar os dados de produção de petróleo, gás associado e gás de elevação e compará-los com a meta inicial de produção, de acordo com as informações fornecidas na pesquisa usada para definir os termos do projeto de produção de petróleo subjacente. Se a produção de petróleo diferir de forma significativa da meta inicial de produção, deve-se verificar se isso não foi intencional e se tal cenário foi tratado de forma adequada pelo contrato de partilha de produção entre a(s) parte(s).



Dados e parâmetros monitorados

Dado/parâmetro:	$V_{F,y}$
Unidade do dado:	Nm ³
Descrição:	Volume do total de gás recuperado medido no ponto F da Figura 2, após o pré-tratamento e antes que parte do gás recuperado seja usada no próprio local, durante o período y.
Fonte do dado:	Medidor de vazão (por exemplo, medidor de diafragma)
Procedimentos de medição (se houver):	Os dados devem ser medidos com o uso de medidores de vazão calibrados. As medições devem ser feitas no(s) ponto(s) em que o gás recuperado deixa a estação de pré-tratamento.
Frequência do monitoramento:	Contínua
Procedimentos de garantia/controle da qualidade:	O volume de gás deve ser totalmente medido com a calibração periódica do equipamento medidor. O volume medido deve ser convertido em volume sob condições normais de temperatura e pressão, com o uso da temperatura e pressão existentes no momento da medição.
Comentário:	---

Dado/parâmetro:	NCV _{RG,F,y}
Unidade do dado:	TJ/Nm ³
Descrição:	Poder calorífico inferior do gás recuperado medido no ponto F da Figura 2 durante o período y.
Fonte do dado:	Medição no próprio local
Procedimentos de medição (se houver):	As medições devem ser feitas de acordo com os padrões nacionais ou internacionais para os combustíveis.
Frequência do monitoramento:	Pelo menos mensal
Procedimentos de garantia/controle da qualidade:	Os laboratórios responsáveis pelas medições do PCI (NCV) devem ter certificação ISO17025 ou comprovar que têm padrões de qualidade similares.
Comentário:	---



Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
4	Relatório da 46 ^a reunião do Conselho Executivo, Anexo 5 25 de março de 2009	<p>Revisão para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ampliar o escopo da metodologia, permitindo o uso de gás que chega à superfície por sistemas de gas-lift; • Modificar o diagrama da atividade do projeto; • Ajustar a tabela de fontes de emissão na seção do limite do projeto; • Inserir disposições para a identificação dos cenários alternativos plausíveis da linha de base para uma usina processadora de gás e gás de elevação; • Simplificar o procedimento de cálculo das emissões da linha de base; • Desconsiderar as emissões do projeto relacionadas com fugas, ventilação e queima de gás durante a recuperação, transporte e processamento do gás recuperado; • Excluir a seção de emissões das fugas; e • Excluir a seção de avaliação das incertezas.
3.3	Relatório da 44 ^a reunião do Conselho Executivo, Anexo 6 28 de novembro de 2008	Revisão editorial para excluir o termo “transporte” da seção de “Emissões de CH ₄ do projeto decorrentes de ventilação, vazamentos ou queima do gás associado”.
3.2	Relatório da 42 ^a reunião do Conselho Executivo, Anexo 4 26 de setembro de 2008	Revisão editorial para corrigir a equação 3 relativa às emissões do projeto.
3.1	Relatório da 39 ^a reunião do Conselho Executivo, Parágrafo 22 16 de maio de 2008	A “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas, decorrentes do consumo de eletricidade” substitui a “Ferramenta para calcular as emissões do projeto decorrentes do consumo de eletricidade”, que foi retirada.
3	Relatório da 36 ^a reunião do Conselho Executivo, Anexo 6 30 de novembro de 2007	<p>Revisão para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ampliar a aplicabilidade da metodologia pela introdução de um novo cenário da linha de base em que o gás associado é ventilado na ausência da atividade do projeto; • Introduzir uma opção de oferta de parte do gás captado diretamente à rede de gás natural existente sem processamento; • Introduzir emissões do projeto decorrentes do uso de eletricidade e combustíveis fósseis para atividades de projeto em que a eletricidade e os combustíveis fósseis são usados para captação, transporte e processamento do gás associado;
2.1	22 de junho de 2007	<p>Foram feitas revisões editoriais na metodologia para acrescentar a orientação fornecida pelo Conselho em sua 32 reunião (parágrafo 23 do relatório da 32 reunião) nas seguintes seções:</p> <p>Projeção e ajuste das emissões do projeto e da linha de base; e</p> <p>Nota abaixo da tabela de garantia/controle da qualidade (na</p>



MDL – Conselho Executivo

AM0009/Versão 4

Escopo setorial: 10
46^a reunião do Conselho Executivo

		<p>página 15).</p> <p>Orientação do Conselho:</p> <p>“O Conselho esclareceu que a EOD responsável pela validação deve confirmar que a redução da queima estimada no MDL-DCP para as atividades de projeto que usem a metodologia aprovada AM0009 baseiem-se em estimativas fornecidas na pesquisa usada para definir os termos do projeto de produção de petróleo em questão. Na verificação, a EOD deve checar os dados de produção de petróleo e gás associado e compará-los com a meta inicial de produção. Se a produção de petróleo diferir de forma significativa da meta inicial de produção, deve-se verificar se isso não foi intencional e se tal cenário foi tratado de forma adequada pelo contrato entre a(s) parte(s).”</p>
2	Relatório da 19 ^a reunião do Conselho Executivo, Anexo 5 13 de maio de 2005	Revisão para introduzir as emissões do projeto decorrentes do transporte do gás associado e as emissões do projeto decorrentes de acidentes.
1	Relatório da 13 ^a reunião do Conselho Executivo, Anexo 3 26 de março de 2004	Adoção inicial.