



Metodologia de linha de base aprovada AM0014

“Cogeração combinada à base de gás natural”

Fonte

Esta metodologia se baseia no projeto de cogeração combinada à base de gás natural da MGM, Chile, cujo estudo da linha de base, plano de monitoramento e verificação e documento de concepção do projeto foram elaborados pela MGM International. Mais informações sobre a proposta e sua análise pelo Conselho Executivo podem ser obtidas no caso NM0018-rev: “Metodologia de Linha de Base do Projeto de Cogeração Combinada à Base de Gás Natural da MGM” [*MGM Baseline Methodology Natural Gas-Based Package Cogeneration Project*], no endereço: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>.

Esta metodologia se refere à:

Metodologia consolidada aprovada ACM0002 “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, disponível 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.”

Aplicabilidade

Esta metodologia se aplica aos projetos de cogeração à base de gás natural nas seguintes condições:

- A eletricidade e o calor para atender as necessidades da instalação consumidora sejam gerados em sistemas separados (ou seja, a eletricidade e o calor na linha de base não podem ser gerados em outra instalação de cogeração) na ausência da atividade do projeto;
- O sistema de cogeração seja de terceiros, isto é, não seja de propriedade da instalação consumidora que recebe o calor e a eletricidade do projeto nem seja por ela operado ou o sistema de cogeração seja de propriedade do usuário industrial (chamado daqui em diante de “propriedade própria”) que consome o calor e a eletricidade dos sistemas de cogeração do projeto;
- O sistema de cogeração atenda toda ou parte da demanda de eletricidade e/ou calor da instalação consumidora;



- Nenhuma eletricidade excedente seja fornecida à rede elétrica e nenhum calor excedente proveniente do sistema de cogeração seja fornecido a outro usuário;
- Caso a atividade do projeto substitua a eletricidade de usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) movida(s) a combustível fóssil, a metodologia só poderá reivindicar reduções relativas apenas à fração de eletricidade substituída da(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) na linha de base, para as quais se possa demonstrar que a atividade do projeto acarretou redução da geração da(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s).

Esta metodologia de linha de base deve ser usada em conjunto com a metodologia de monitoramento aprovada AM0014 (“Cogeração combinada à base de gás natural”).

Atividade do projeto

A atividade do projeto abrange a instalação de um sistema de cogeração combinada cujo insumo seja o gás natural proveniente do gasoduto e cujos produtos sejam a eletricidade e o calor fornecidos a uma indústria com demanda por calor e eletricidade. A atividade do projeto evita o consumo de um combustível fóssil para a geração de calor e substitui a eletricidade da rede ou de usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) movida(s) a combustível fóssil. A(s) usina(s) elétrica(s) movidas a combustível fóssil para a geração de eletricidade que foram substituídas podem usar combustíveis mais intensivos em carbono, inclusive óleo combustível, diesel. O combustível fóssil para a produção de calor que foi substituído, chamado daqui em diante de “combustível da linha de base” pode ser o gás natural ou algum outro tipo de combustível mais intensivo em carbono do que o gás natural, inclusive (mas não apenas) o óleo combustível e o carvão mineral.

Fugas

As fontes principais de “fugas” no sentido das emissões de gases de efeito estufa fora do limite do projeto e atribuíveis ao projeto de MDL são as emissões de metano provenientes da projeção de gás natural e dos vazamentos nos dutos, associados ao consumo de gás pelo sistema de cogeração.

Linha de base

As emissões da linha de base são as emissões associadas à produção de calor e eletricidade que são compensadas pela produção do sistema de cogeração. As emissões da linha de base compreendem cinco componentes:

- a) **CO₂ proveniente da combustão.** Emissões de CO₂ correspondentes à queima de um combustível da linha de base que teria sido usado se o sistema de cogeração não fornecesse **calor** para a usina.



- b) **CH₄ proveniente da combustão.** Emissões de CH₄ correspondentes à queima de um combustível da linha de base que teria sido usado se o sistema de cogeração não fornecesse **calor** para a usina.
- c) **N₂O proveniente da combustão.** Emissões de N₂O correspondentes à queima de um combustível da linha de base que teria sido usado se o sistema de cogeração não fornecesse **calor** para a usina.
- d) **Vazamentos de CH₄ durante a produção do combustível da linha de base.** Se o combustível da linha de base for o gás natural, emissões de CH₄ provenientes da produção de gás natural e de vazamentos no transporte e nos dutos de distribuição que abastecem a usina e de vazamentos nos dutos de distribuição de gás dentro da usina, associados ao consumo de gás natural identificado no item (a) acima. Para outros tipos de combustível, supõe-se que as emissões da linha de base associadas à produção e ao transporte sejam nulas para fins de simplificação e conservadorismo.
- e) **CO₂ proveniente da geração de eletricidade.** Emissões de CO₂ associadas à eletricidade que teria de ser comprada da rede elétrica ou emissões de CO₂ associadas à eletricidade que teria de ser gerada por meio de usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) movidas a combustível fóssil se o sistema de cogeração não fornecesse eletricidade para a usina.

As emissões da linha de base para as primeiras quatro fontes de emissão listadas acima são proporcionais à quantidade do consumo do combustível da linha de base na usina que é compensada pelo calor fornecido pelo sistema de cogeração a gás natural. Cada uma pode ser representada como o produto de um fator de emissão e um consumo de energia, que depende da produção de calor do sistema de cogeração.

O consumo de combustível evitado na linha de base para o fornecimento de calor é determinado da seguinte forma:

Consumo anual de energia para o fornecimento de calor na usina da linha de base, $ABEC_{BF}$ (GJ/ano):

$$ABEC_{BF} = \frac{CAHO}{e_b} \quad (3.1)$$

Onde:

CAHO = produção anual de calor do sistema de cogeração (GJ/ano), e

e_b = eficiência da caldeira industrial (fração, base do poder calorífico inferior).



A produção anual de calor do sistema de cogeração (CAHO) é estimada com base na taxa de produção de calor do sistema de cogeração (CHOR) e numa estimativa das horas de operação no ano (AOH) do sistema de cogeração. A fórmula é descrita abaixo:

Consumo anual de energia na linha de base para o fornecimento de calor, $ABEC_{BF}$ (GJ/ano):

$$ABEC_{BF} (GJ/ano) = \frac{CHOR \cdot AOH}{e_b} \quad (3.2)$$

Onde:

CHOR = taxa de produção de calor do sistema de cogeração (GJ/h);

AOH = horas de operação no ano (h/ano); e

e_b = eficiência da caldeira (fração, base do poder calorífico inferior).

Para fins de conservadorismo, escolhe-se um valor alto para e_b . A metodologia propõe um valor padrão de 0,90.

O valor de **CHOR** pode ser determinado a partir das especificações do sistema de cogeração. Um valor de **AOH** deve ser determinado a partir de um estudo de engenharia do sistema de cogeração proposto.

Uma vez quantificado o consumo de energia da caldeira, os quatro componentes de emissões de gases de efeito estufa (a a d acima) podem ser determinados, conforme indicado a seguir.

a) Emissões de CO₂ da linha de base provenientes da queima do combustível da linha de base para o fornecimento de calor

Emissões de CO₂ da linha de base provenientes da queima do combustível da linha de base para o fornecimento de calor, BE_{th} (toneladas CO₂/ano):

$$BE_{th} = ABEC_{BF} \cdot EF_{BF} \quad (3.3)$$

Onde:

$ABEC_{BF}$ = consumo anual de energia para o fornecimento de calor na usina da linha de base (GJ/ano); e

EF_{BF} = fator de emissão de CO₂ do combustível usado para gerar calor (tCO₂/GJ).



Um valor de EF_{BF} precisa ser estimado a partir das seguintes fontes de dados. Os números indicam uma hierarquia nos dados a serem usados, com os de nº 1 sendo os melhores. Caso não existam dados de nº 1, dados de nº 2 devem ser escolhidos. Caso não haja esses dados, dados de nº 3 devem ser escolhidos.

1. Inventário nacional de gases de efeito estufa
2. IPCC, específicos para o tipo de combustível e tecnologia
3. IPCC, tipo de combustível e tecnologia aproximados

b) Emissões de metano da linha de base provenientes da queima do combustível da linha de base para o fornecimento de calor para a usina

Emissões de metano da linha de base provenientes da queima do combustível da linha de base para o fornecimento de calor, $BE_{met\ comb}$ (tonelada CH_4 /ano):

$$BE_{met\ comb} (\text{tonelada } CH_4/\text{ano}) = \frac{ABEC_{BF} \times MEF}{10^6} \quad (3.4)$$

Onde:

$ABEC_{BF}$ = consumo anual de energia na linha de base para o fornecimento de calor (GJ/ano); e

MEF = fator de emissão de metano para a queima do combustível da linha de base (kg CH_4 /TJ, base do poder calorífico inferior)

Em unidades de equivalente de dióxido de carbono, $BE_{equiv\ met\ comb}$ (tonelada CO_2 eq/ano):

$$BE_{equiv\ met\ comb} (\text{tonelada } CO_2\ \text{equiv} / \text{ano}) = BE_{met\ comb} \times GWP (CH_4) \quad (3.5)$$

Onde:

$GWP (CH_4)$ = potencial de aquecimento global do metano = 21

O valor de MEF precisa ser estimado a partir das seguintes fontes de dados. Os números indicam uma hierarquia dos dados a serem usados, com os de nº 1 sendo os melhores. Se não houver dados de nº 1, os dados de nº 2 devem ser escolhidos.

1. IPCC, específicos para o tipo de combustível e tecnologia



2. IPCC, tipo de combustível e tecnologia aproximados

c) **Emissões de óxido nitroso da linha de base provenientes da queima do combustível da linha de base para o fornecimento de calor para a usina**

Emissões de óxido nitroso da linha de base provenientes da queima do combustível da linha de base para o fornecimento de calor, $BE_{N_2O\ comb}$ (tonelada N_2O /ano):

$$BE_{N_2O\ comb} (\text{tonelada } CH_4 / \text{ano}) = \frac{ABEC_{BF} \cdot NEF}{10^6} \quad (3.6)$$

Onde:

$ABEC_{BF}$ = consumo anual de energia na linha de base para o fornecimento de calor (GJ/ano); e

NEF = fator de emissão de óxido nitroso para a queima de combustível (kg N_2O /TJ, base do poder calorífico inferior)

Em unidades de equivalente de dióxido de carbono, $BE_{equiv\ N_2O\ comb}$ (tonelada CO_2 eq/ano):

$$BE_{equiv\ N_2O\ comb} (\text{tonelada } CO_2\ equiv / \text{ano}) = BE_{N_2O\ comb} \cdot GWP (N_2O) \quad (3.7)$$

Onde:

$GWP (N_2O)$ = potencial de aquecimento global do óxido nitroso = 310

O valor de NEF precisa ser estimado a partir das seguintes fontes de dados. Os números indicam uma hierarquia de dados a serem usados, com os de nº 1 sendo os melhores. Caso não existam dados de nº 1, dados de nº 2 devem ser escolhidos.

1. IPCC, específicos para o tipo de combustível e tecnologia

2. IPCC, tipo de combustível e tecnologia aproximados

d) **Emissões de metano da linha de base provenientes da produção de gás natural e de vazamentos nos dutos no transporte e distribuição**

Esta seção se aplica apenas aos projetos que substituem o gás natural na linha de base para a geração de calor. Para os combustíveis da linha de base que não sejam o gás natural, supõe-se que BE_{th_fug} seja zero para fins de simplificação e conservadorismo.



O valor de *MLR* precisa ser estimado a partir das seguintes fontes de dados. Os números indicam uma hierarquia nos dados a serem usados, com os de nº 1 sendo os melhores. Se não houver dados de nº 1, dados de nº 2 devem ser escolhidos.

1. Estimativas nacionais (se houver);
2. Estimativas do IPCC das emissões fugitivas das atividades com petróleo e gás natural.

Emissões de metano da linha de base provenientes da produção de gás natural e de vazamentos no transporte e distribuição, correspondentes ao fornecimento de calor, $BE_{th\ fug}$ (tonelada CH_4 /ano):

$$BE_{th\ fug} \text{ (tonelada } CH_4 \text{ / ano)} = \frac{ABEC_{NG} \times MLR}{10^3} \quad (3.8)$$

Onde:

MLR = taxa de fugas de metano na produção de gás natural, vazamentos no transporte e na distribuição, inclusive na área industrial (kg CH_4 /GJ de consumo de energia à base de gás natural, base do poder calorífico inferior).

$ABEC_{NG}$ = consumo anual de energia à base de gás natural na linha de base para o fornecimento de calor (GJ/ano)

Em unidades de emissões de equivalente de dióxido de carbono, $BE_{th\ equiv\ fug}$ (tonelada CO_2 equiv/ano):

$$BE_{th\ equiv\ fug} \text{ (tonelada } CO_2 \text{ – equiv / ano)} = BE_{th\ fug} \cdot GWP (CH_4) \quad (3.9)$$

Onde:

$GWP (CH_4)$ é definido como antes = 21

- e) **Emissões de CO_2 na linha de base provenientes do fornecimento de eletricidade para a indústria, que é compensado pela eletricidade fornecida pelo sistema de cogeração**

O item final das emissões de gases de efeito estufa na linha de base decorre da eletricidade, correspondendo às emissões evitadas nas usinas elétricas que abastecem a rede pública/emissões de CO_2 associadas à eletricidade que teria de ser gerada por



meio de usina(s) elétrica(s) exclusivas movida(s) a combustível fóssil. As fórmulas pertinentes são descritas abaixo:

1. Eletricidade Substituída do Sistema Público:

Emissões de dióxido de carbono na linha de base para a eletricidade fornecida, $BE_{elec\ grid}$ (tonelada CO_2 /ano):

$$BE_{elec\ grid} \text{ (tonelada } CO_2 \text{ / ano)} = \frac{CEO \cdot BEF_{elec\ grid}}{10^3} \quad (3.10)$$

Onde:

CEO = produção de eletricidade de cogeração (MWh/ano); e

$BEF_{elec\ grid}$ = fator de emissão de CO_2 na linha de base para a eletricidade do fornecimento público (kg CO_2 /MWh)

OU

2. Eletricidade substituída, que teria de ser gerada por meio de usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) movida(s) a combustível fóssil

Emissões de dióxido de carbono na linha de base para a eletricidade fornecida, $BE_{elec\ fossil\ fuel}$ (tonelada CO_2 /ano):

$$BE_{elec\ fossil\ fuel} \text{ (tonelada } CO_2 \text{ / ano)} = \frac{CEO \cdot BEF_{elec\ fossil\ fuel}}{10^3} \quad (3.11)$$

Onde:

CEO = produção de eletricidade de cogeração (MWh/ano); e

$BEF_{elec\ fossil\ fuel}$ = fator de emissões de CO_2 na linha de base para a eletricidade proveniente da(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) movida(s) a combustível fóssil (kg CO_2 /MWh)

$$BEF_{elec\ fossil\ fuel} = \frac{\sum (PG_{i,n} * SEF_{i,n})}{\sum PG_{i,n}} \quad (3.12)$$

$PG_{i,n}$ = energia gerada por fontes i (em MWh), por fontes de energia n pertinentes, fontes que abastecem eletricidade à instalação consumidora



$SEF_{i,n}$ = fator de emissões de CO₂ específico das fontes n de geração de energia à base de combustível fóssil (em termos de kg/MWh), fontes que abastecem eletricidade à instalação consumidora

n = número de fontes de geração de energia à base de combustível fóssil

As emissões reais na linha de base são determinadas monitorando-se a produção de eletricidade de cogeração (CEO) e calculando-se BE_{elec} . Para uma estimativa a priori das emissões de CO₂ na linha de base para o fornecimento de eletricidade à indústria, CEO é determinada pela produção de energia elétrica de cogeração (CPO) e pelas horas de operação no ano (AOH), de forma similar à equação (3.2) para a produção de calor, e é descrita abaixo.

Geração de eletricidade anual a partir do sistema de cogeração, CEO (MWh/ano):

$$CEO \text{ (MWh / ano)} = \frac{CEO \times AOH}{10^3} \quad (3.13)$$

Onde:

CEO = capacidade de produção de energia líquida do sistema de cogeração (MW_e); e

AOH = horas anuais de operação do sistema de cogeração (horas/ano)

A fim de estimar BEF_{elec} , o fator de emissão de CO₂ para o fornecimento de eletricidade, os usuários desta metodologia devem consultar a “Metodologia Consolidada de Linha de Base para a Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis, com Emissões Nulas”, na qual são apresentadas diferentes maneiras de determinar os fatores de emissão de CO₂ para o fornecimento de eletricidade da rede, ou a “Metodologia Simplificada para Atividades de Projetos de Pequena Escala no âmbito do MDL” (caso a eletricidade substituída seja menor ou igual a 15 MW equivalentes).

As emissões totais na linha de base são dadas pela soma dos componentes analisados acima:

$$BE_{total} = BE_{th} + BE_{equiv \text{ met comb}} + BE_{equiv \text{ N}_2\text{O comb}} + BE_{th \text{ equiv fug}} + BE_{elec \text{ grid / fossil fuel}} \quad (3.14)$$

Reduções de Emissões

As reduções de emissões são calculadas como a diferença entre as emissões da linha de base e as do projeto, levando-se em conta qualquer ajuste em relação às fugas: as



emissões do projeto são aquelas associadas ao consumo de gás natural pelo sistema de cogeração, compreendendo as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O provenientes da combustão de gás natural e as emissões de CH₄ provenientes da produção de gás natural e de vazamentos nos dutos, associadas ao consumo de gás do sistema de cogeração.

Adicionalidade

Os primeiros cenários alternativos da linha de base prováveis são descritos a seguir:

1. A indústria continua operando com substituição de equipamentos conforme necessário, sem mudança na eficiência dos equipamentos (o cenário de eficiência congelada).
2. A indústria continua operando com equipamentos novos de melhor eficiência na ocasião da substituição dos equipamentos com o uso de um combustível menos intensivo em carbono.
3. A indústria moderniza os equipamentos de geração de energia térmica e, portanto, aumenta a eficiência da(s) caldeira(s) imediatamente.
4. A demanda de calor e/ou eletricidade da indústria é reduzida por meio de melhorias na eficiência do uso final.
5. Instalação de um sistema de cogeração de propriedade da indústria.
6. Instalação de um sistema de cogeração combinada de propriedade de uma empresa que não seja a indústria (o projeto proposto).
7. Instalação de um sistema de cogeração por terceiros.

O desenvolvedor do projeto pode demonstrar a adicionalidade, selecionando uma das duas opções seguintes:

- Opção 1: aplicar a Etapa 2 da última versão da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Análise de Investimento).

- Opção 2: processo específico da metodologia para determinar a adicionalidade, como se segue:

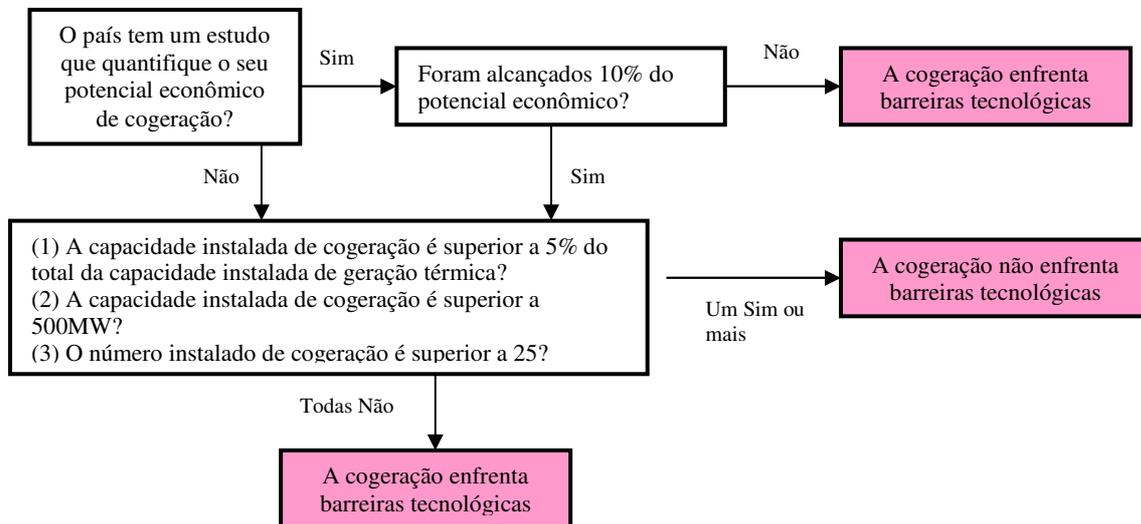
Quatro testes de adicionalidade são aplicados. Os primeiros dois testes se aplicam a qualquer cenário de propriedade da cogeração. O terceiro teste é específico para o caso da “cogeração combinada”, em que o sistema de cogeração é de propriedade de uma parte que não a indústria que usa o calor e a eletricidade do sistema. O quarto teste é específico do caso da “cogeração combinada” para o sistema de cogeração de



propriedade própria. No caso de atividades de projetos de cogeração de propriedade própria, a atividade do projeto será adicional se todos os quatro testes de adicionalidade concluírem que o projeto sendo avaliado é adicional, ao passo que apenas os três primeiros testes precisam ser aplicados no caso de propriedade de terceiros.

1. Há barreiras tecnológicas à cogeração no país?

Aplica-se o teste de adicionalidade 1, seguindo o fluxograma abaixo. Uma baixa participação da cogeração no mercado significa que não há infra-estrutura suficiente para permitir a instalação e manutenção de tais sistemas, atuando como uma barreira tecnológica para os participantes do projeto.



2.A. Barreira institucional: há barreiras institucionais à cogeração em geral?

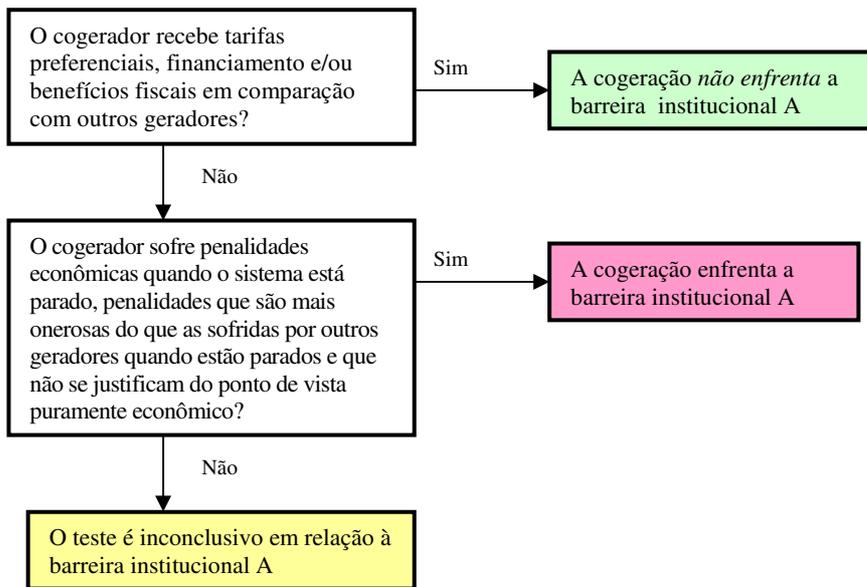
Aplica-se o teste de adicionalidade 2A, seguindo o fluxograma abaixo. Deve-se observar que mesmo que existam tarifas preferenciais ou outros incentivos, eles podem não ser suficientes para promover a cogeração.

Uma barreira grave pode estar presente, especialmente em sistemas de energia desregulamentados. Todos os usuários de eletricidade podem ter de pagar a taxa de demanda máxima o ano inteiro. Assim, quando o sistema de cogeração não estivesse operando (em razão de manutenção de rotina ou parada forçada), o usuário de eletricidade teria de comprar a eletricidade da rede. Embora esse período possa ser curto, a compra pode envolver o pagamento da demanda de energia (dW) para todo o ano. Essa é uma penalidade significativa para os usuários dos sistemas de cogeração.

Caso não existam barreiras institucionais, mas não existam incentivos específicos para a cogeração, o teste indicado será inconclusivo em relação à barreira institucional A.



Outras barreiras (como a barreira tecnológica ou a barreira institucional B) precisarão ser consideradas para determinar a adicionalidade.

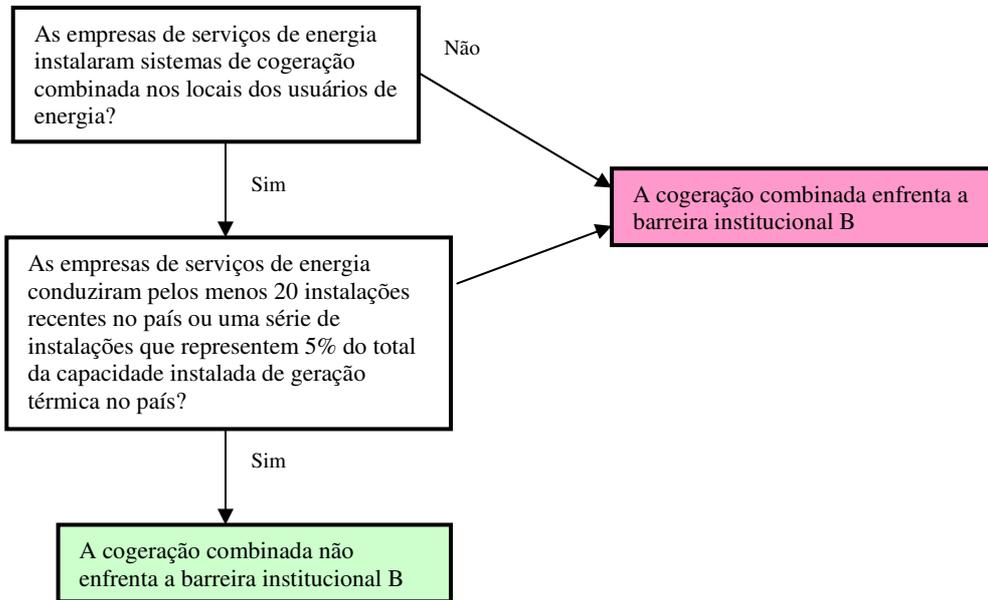


2B. Barreira institucional às empresas de serviços de energia: há barreiras institucionais ao contexto operacional da “cogeração combinada”? Em outras palavras, há experiência suficiente na instalação de um sistema de cogeração por uma empresa no local de um usuário de energia separado?

A prática tradicional é que o usuário industrial atenda sua demanda de eletricidade e gás natural, comprando-os de companhias de eletricidade e gás, respectivamente. Em um sistema de cogeração combinada, o quadro institucional é muito diferente. Nesse caso, o desenvolvedor do projeto investe no sistema de cogeração e o instala no local da indústria, e fornece eletricidade e calor para esse usuário. Esse quadro institucional requer que o desenvolvedor do projeto tenha recursos gerenciais e capacidade organizacional especiais, e que o usuário industrial da energia aceite esse quadro. Quando não há essa experiência, a promoção do novo quadro envolve uma barreira institucional significativa.



Aplica-se o teste de adicionalidade 2B, seguindo o fluxograma abaixo.



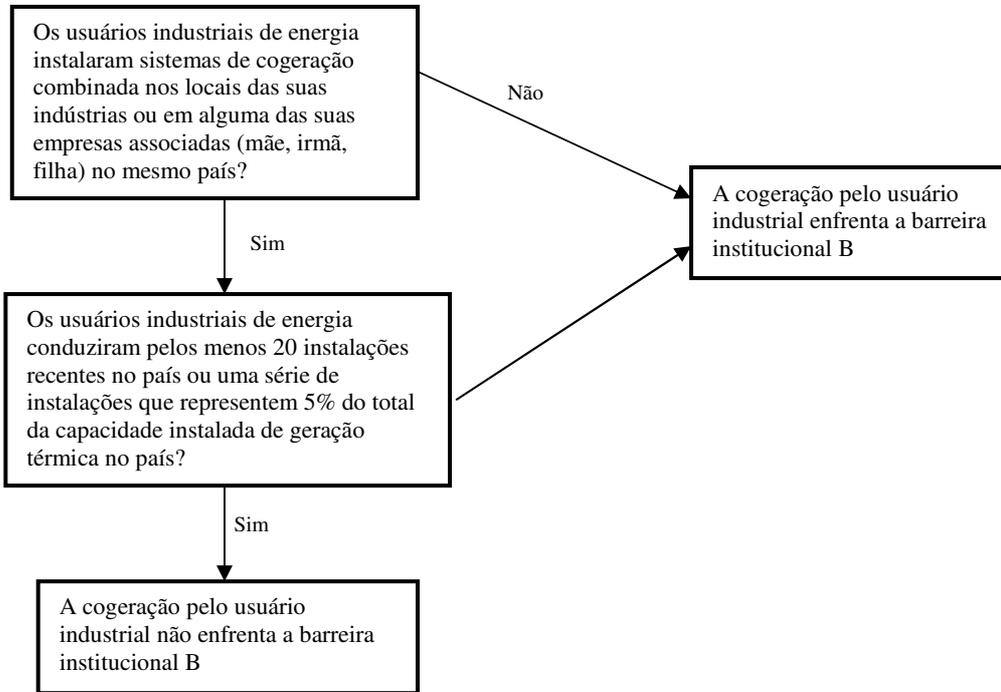
2C. Barreiras institucionais aos Usuários Industriais:

Há barreiras institucionais ao contexto operacional da “cogeração combinada”? Em outras palavras, há experiência suficiente de instalação e operação de um sistema de cogeração pelo usuário industrial no local da indústria?

A prática tradicional é que o usuário industrial atenda sua demanda de eletricidade e gás natural, comprando-os de usinas de eletricidade e gás, respectivamente. Nesse caso, o usuário industrial instala e opera o sistema de cogeração para uso em seu próprio local. Esse esquema requer que o usuário industrial tenha especialistas e conhecimentos específicos em sistemas de cogeração. Quando não há essa experiência, a promoção do novo esquema envolve uma barreira institucional significativa.



Aplica-se o teste de adicionalidade 2C seguindo-se o fluxograma a seguir:



Se os testes de adicionalidade acima determinarem que um sistema de cogeração combinada é adicional em relação a cenários em que não há sistema de cogeração, os cenários de 1 a 4 permanecerão como opções de linha de base. A seleção não pode ser feita sem uma análise substancial. Portanto, uma abordagem conservadora é adotada, adotando-se um valor alto para e_b na equação 3.2 a fim de calcular as emissões da linha de base e, portanto, reduções de emissões inferiores em relação às opções de 1 a 3. A opção 4 é descontada, determinando-se a linha de base *ex-post* com base no calor e na eletricidade reais da indústria.



Metodologia de monitoramento aprovada AM0014

“Cogeração combinada à base de gás natural”

Fonte

Esta metodologia se baseia no projeto de cogeração combinada à base de gás natural da MGM, Chile, cujo estudo da linha de base, plano de monitoramento e verificação e documento de concepção do projeto foram elaborados pela MGM International. Mais informações sobre a proposta e sua análise pelo Conselho Executivo podem ser obtidas no caso NM0018-rev: “Metodologia de Linha de Base do Projeto de Cogeração Combinada à Base de Gás Natural da MGM” [*MGM Baseline Methodology Natural Gas-Based Package Cogeneration Project*], no endereço: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>.

Aplicabilidade

Esta metodologia se aplica aos projetos de cogeração à base de gás natural nas seguintes condições:

- A linha de base compreenda diferentes fontes de eletricidade e calor para a instalação consumidora (ou seja, a eletricidade e o calor na linha de base não podem ser gerados em outra instalação de cogeração);
- O sistema de cogeração seja de terceiros, isto é, não seja de propriedade da instalação consumidora que recebe o calor e a eletricidade do projeto nem seja por ela operado ou o sistema de cogeração seja de propriedade do usuário industrial (chamado daqui em diante de “propriedade própria”) que consome o calor e a eletricidade do projeto;
- O sistema de cogeração atenda toda ou parte da demanda de eletricidade e/ou calor da instalação consumidora;
- Nenhuma eletricidade excedente seja fornecida à rede elétrica e nenhum calor excedente proveniente do sistema de cogeração seja fornecido a outro usuário.
- Caso a atividade do projeto substitua a eletricidade de usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) movida(s) a combustível fóssil, a metodologia só poderá ser usada se a eletricidade substituída da(s) usina(s) elétrica(s) cativa(s) não for usada por outros usuários durante o período de obtenção de créditos da atividade de projeto em questão.

Esta metodologia de monitoramento deve ser usada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada AM0014 (“Cogeração combinada à base de gás natural”).



Metodologia de Monitoramento

A metodologia de monitoramento envolve o monitoramento do seguinte:

- O consumo de gás natural no sistema de cogeração;
- A produção de calor no sistema de cogeração;
- A produção de eletricidade no sistema de cogeração;
- O destino da eletricidade substituída pela atividade do projeto, caso a atividade do projeto substitua a eletricidade de usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) movida(s) a combustível fóssil.

As emissões do projeto correspondem à combustão de gás natural pelo sistema de cogeração e abrangem os mesmos quatro componentes que na linha de base (emissões de CO₂, CH₄ e N₂O provenientes da combustão) e emissões de CH₄ da produção de gás natural e de vazamentos nos dutos de transporte e distribuição que abastecem a usina e vazamentos na tubulação de distribuição de gás dentro da usina, associados ao consumo do gás natural. Cada um é proporcional ao consumo de gás natural no sistema de cogeração, que é monitorado. As emissões são então calculadas da seguinte forma:

a) Emissões de CO₂ provenientes da combustão de gás natural no sistema de cogeração

Emissões de dióxido de carbono provenientes da combustão de gás natural no sistema de cogeração, E_{CS} (tonelada CO₂/ano):

$$E_{CS} (\text{tonelada CO}_2 / \text{ano}) = \frac{AEC_{NG} \cdot EF_{NG}}{10^3} \quad (4.1)$$

Onde:

AEC_{NG} = consumo anual de energia do gás natural no sistema de cogeração (GJ/ano);
e

EF_{NG} = fator de emissão de CO₂ do gás natural (kg CO₂/GJ, base do poder calorífico inferior)



b) Emissões de metano provenientes da combustão de gás natural no sistema de cogeração

Uma certa quantidade de metano é gerada na combustão do gás natural. Isso, em geral, é expresso em termos do consumo de energia do gás natural. As emissões são estimadas com o uso das fórmulas descritas abaixo:

As emissões de metano provenientes da combustão de gás natural no sistema de cogeração, $E_{met\ comb}$ (tonelada de CH_4 /ano), são dadas por:

$$E_{met\ comb}(\text{tonelada } CH_4 / \text{ano}) = \frac{AEC_{NG} \cdot MEF}{10^3} \quad (4.2)$$

Onde:

AEC_{NG} = consumo anual de energia do gás natural no sistema de cogeração (GJ/ano),
e

MEF = fator de emissão de metano para a combustão do gás natural
(kg CH_4 /TJ, base do poder calorífico inferior)

Em unidades de emissões de equivalentes de dióxido de carbono, $E_{equiv\ met\ comb}$ (tonelada CO_2 equiv/ano)

$$E_{equiv\ met\ comb}(\text{tonelada } CO_2 - \text{equiv} / \text{ano}) = E_{met\ comb} \cdot GWP(CH_4) \quad (4.3)$$

Onde:

$GWP(CH_4)$ = potencial de aquecimento global do metano = 21

c) Emissões de óxido nitroso provenientes da combustão de gás natural no sistema de cogeração

Uma certa quantidade de óxido nitroso é gerada na combustão do gás natural. Isso, em geral, é expresso em termos do consumo de energia do gás natural. As emissões são estimadas com o uso de fórmulas similares às usadas para as emissões de metano na combustão, descritas a seguir:



As emissões de óxido nitroso provenientes da combustão de gás natural no sistema de cogeração, $E_{N_2O\ comb}$ (tonelada N_2O /ano), são dadas por:

$$E_{N_2O\ comb} (\text{tonelada } CH_4 / \text{ano}) = \frac{AEC_{NG} \cdot NEF}{10^3} \quad (4.4)$$

Onde:

AEC_{NG} = consumo anual de energia do gás natural no sistema de cogeração (GJ/ano), e

NEF = fator de emissão de óxido nitroso para a combustão de gás natural (kg N_2O /TJ, base do poder calorífico inferior)

Em unidades de emissões de dióxido de carbono equivalente, $E_{equiv\ N_2O\ comb}$ (tonelada CO_2 equiv/ano)

$$E_{equiv\ N_2O\ comb} (\text{tonelada } CO_2 - \text{equiv} / \text{ano}) = E_{N_2O\ comb} \cdot GWP(N_2O) \quad (4.5)$$

Onde:

$GWP(N_2O)$ = potencial de aquecimento global do óxido nitroso = 310

d) Emissões de metano da produção de gás natural e de vazamentos nos dutos no transporte e distribuição do gás natural, inclusive das fugas dentro da indústria

Essas emissões da linha de base são associadas ao consumo de gás natural no sistema de cogeração. O procedimento para estimar essas emissões é descrito abaixo:

As emissões de metano provenientes da produção de gás natural e de vazamentos no transporte e na distribuição, correspondentes ao combustível usado no sistema de cogeração, E_{fug} (tonelada CH_4 /ano), são dadas por:

$$E_{fug} (\text{tonelada } CH_4 / \text{ano}) = \frac{AEC_{NG} \cdot MLR}{10^3} \quad (4.6)$$

Onde:

AEC_{NG} é definida como antes e



MLR = é a taxa de fuga de metano na produção de gás natural, vazamentos no transporte e na distribuição, inclusive vazamentos na indústria (kg CH_4 /GJ de consumo de energia do gás natural, base do poder calorífico inferior).

Conversão das emissões de metano em emissões de dióxido de carbono equivalente, $E_{equiv\ fug}$ (tonelada CO_2 equiv/ano)

$$E_{equiv\ fug} (\text{tonelada } CO_2 - \text{equiv/ano}) = E_{fug} \cdot GWP (CH_4) \quad (4.7)$$

Onde:

$GWP (CH_4)$ é definido como antes = 21

O total das emissões do projeto é dado pela soma dos componentes analisados acima:

$$E_{total} = E_{CS} + E_{equiv\ met\ comb} + E_{equiv\ N_2O\ comb} + E_{equiv\ fug} \quad (4.8)$$

As equações usadas para estimar as emissões do projeto são estruturalmente muito similares às usadas para determinar as emissões da linha de base. As emissões do projeto são determinadas a partir do consumo de gás natural pela cogeração. As emissões da linha de base dependem da produção de calor e eletricidade do sistema de cogeração que é fornecida à indústria e são determinadas de forma dinâmica a partir dos dados monitorados com o uso das equações que conduzem à equação 3.15. Considerando-se as emissões da linha de base e as do projeto, as reduções de emissões são determinadas de forma direta.



MDL – Conselho Executivo

AM0014/Versão 4
Escopos setoriais: 1 e 4
33ª reunião do Conselho Executivo

Parâmetros a serem monitorados

Número de identificação	Tipo dos dados	Variável dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Parcela dos dados a ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/em papel)	Por quanto tempo os dados arquivados serão mantidos?	Comentários
1.	Volume de gás natural consumido	<i>MEC_{NG}</i>	m ³	m	Mensal	100%	Em papel (registro de campo) Eletronicamente (planilha)	Em papel: 1 ano Eletronicamente: 7 anos	
2.	Eletricidade de cogeração fornecida à indústria	<i>MCEO</i>	MWh	m	Mensal	100%	Eletronicamente (planilha)	Eletronicamente: 7 anos	
3.	Calor de cogeração fornecido à indústria	<i>MCHO</i>	GJ	m	Mensal	100%	Eletronicamente (planilha)	Em papel: 1 ano Eletronicamente: 7 anos	
4.	Eletricidade gerada pela(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) na linha de base	Nível de uso da(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) na linha de base	MWh	m	Anual	100%	Em papel (registro de campo) Eletronicamente (planilha)	Em papel: 1 ano Eletronicamente: 7 anos	Ver a observação 1 abaixo desta tabela.



Observação 1: Durante cada verificação, um relatório tem de ser produzido, demonstrando que a eletricidade produzida pela(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) na linha de base sofreu pelo menos a mesma redução que a eletricidade gerada pela usina de cogeração da atividade do projeto. Caso contrário, os créditos pela geração de eletricidade terão de ser reduzidos na quantidade equivalente à eletricidade excedente produzida pela(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) na linha de base. Essa estimativa deve ser feita com o uso da geração histórica da(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) na linha de base e da produção de eletricidade da(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) durante o período de obtenção de créditos, se operacional(is). Isso se aplica aos casos em que a(s) usina(s) elétrica(s) exclusiva(s) na linha de base não seja(m) desativada(s) e continue(m) em funcionamento juntamente com a usina de cogeração da atividade do projeto.



Procedimentos de Controle da Qualidade (CQ) e Garantia da Qualidade (GQ)

Dados	Nível de Incerteza dos Dados (Alto/Médio/Baixo)	Procedimentos de GQ/CQ foram planejados para esses dados?	Explique por que os procedimentos de GQ/CQ estão sendo planejados ou não
1.	Baixo	Sim	Esses dados serão usados como informações de apoio para calcular as reduções de emissões da atividade do projeto
2.	Baixo	Sim	Esses dados serão usados como informações de apoio para calcular as reduções de emissões da atividade do projeto
3.	Baixo	Sim	Esses dados serão usados como informações de apoio para calcular as reduções de emissões da atividade do projeto
4.	Baixo	Sim	Esses dados serão usados como informações de apoio para calcular as reduções de emissões da atividade do projeto