

Aterros Sanitários no Brasil e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL): Oportunidades de promoção de desenvolvimento sócio-ambiental

Emilio Lèbre La Rovere¹, Claudia do Valle Costa¹ e Carolina Burle Schmidt Dubeux¹

¹*CentroClima/COPPE/UFRJ – Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas do Instituto de Pesquisa e Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro*

ABSTRACT: This paper presents an estimate of the Brazilian potential for generating carbon credits from landfill biogas recovery projects through the Clean Development Mechanism of the Kyoto Protocol within the framework of the Climate Change Convention. It summarizes the main findings in this field of a broader study conducted for the Strategic Issues Group of the Presidency of the Republic (NAE-Secom/PR, 2005).

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho sintetiza as principais conclusões no campo dos resíduos sólidos urbanos de um estudo mais amplo do potencial brasileiro de geração de créditos de carbono, efetuado para o Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (NAE-Secom/PR, 2005).

Inicialmente se efetua, na seção 2, a elaboração da linha de base considerada para a quantificação das emissões de gases de efeito estufa evitadas graças à geração elétrica a partir de biogás de aterros sanitários, hipótese crucial no caso brasileiro, devido à especificidade da alta participação da geração hidroelétrica na matriz energética.

Na seção 3, apresenta-se então as estimativas das emissões evitadas de metano, graças à recuperação e queima do biogás, e de dióxido de carbono da geração termoeétrica substituída nos projetos de uso do biogás para geração elétrica.

Demonstra-se assim que o potencial de geração de créditos de carbono neste setor, de iniciativas já em andamento e tecnicamente viáveis no curto e médio prazo, é bastante relevante, constituindo-se numa oportunidade promissora para promover a sustentabilidade social e ambiental do desenvolvimento municipal no país, através do apoio a uma gestão mais adequada dos resíduos sólidos urbanos.

2 LINHA DE BASE PARA O SETOR ELÉTRICO E DE RESÍDUOS SÓLIDOS

Conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto (COP 3) e pelo Acordo de Marraqueche (COP 7), todo projeto MDL tem que ser adicional. Para verificar essa adicionalidade é necessária a construção de uma linha de base confiável, uma vez que isso é uma condição necessária à aprovação do projeto pelo “Executive Board” do MDL.

No caso de projetos de aumento da eficiência no uso de eletricidade e de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis para injeção na rede, deve-se estabelecer a proveniência da energia elétrica deslocada pelo projeto. Em outras palavras, deve-se determinar qual tipo de fonte primária (gás natural, óleo combustível, carvão mineral, hidroeletricidade ou nuclear) estaria gerando para a rede, no cenário de referência (ausência do projeto) a energia que virá a ser economizada ou substituída pelo projeto. O conteúdo em carbono desta geração evitada é que determinará a quantidade de reduções certificadas de emissões (RCEs) e a receita com a venda de créditos de carbono propiciada pelo projeto.

No entanto, a determinação do coeficiente de emissão de carbono da rede elétrica é um problema complexo, pois envolve a projeção da futura configuração do sistema. Diferentes hipóteses simplificadoras podem ser adotadas, para tratar a incerteza inerente à questão de como se dará realmente a expansão da geração elétrica no Brasil. No entanto uma tendência é observada: nos cenários futuros existe um aumento da intensidade de carbono na rede de distribuição nacional, principalmente pelo aumento da participação do gás natural na matriz energética (La Rovere e Americano, 1999).

Em termos regionais, deve-se levar em conta que a interconexão entre o sistema Norte-Nordeste e o sistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste não permite o intercâmbio de grandes blocos de energia, devido a restrições na capacidade das linhas de transmissão, justificando seu tratamento como dois sub-sistemas separados. A rigor, para o cálculo das

linhas de base para torna-se necessário obter dados sobre o despacho da energia elétrica e a tendência futura de expansão da oferta nas duas regiões.

Com base nos acordos definidos em Marraqueche o cenário de referência é aquele que representa razoavelmente as emissões antropogênicas, por fonte, de gases de efeito estufa (GEE), que ocorreriam na ausência da atividade do projeto proposto. A linha de base também é definida como o cenário “Business as Usual”, que é o cenário esperado do setor considerando as práticas usuais e as opções economicamente viáveis. O propósito da linha de base é a de fornecer informações consistentes do que ocorreria na ausência do projeto em termos de emissão de GEE, assim como fornecer informações sobre a redução de emissões estimadas do projeto.

Os acordos de Marraqueche estabeleceram três enfoques opcionais para definição de linhas de base:

- a) Emissões atuais existentes ou históricas;
- b) Emissões da tecnologia que representa o melhor curso atrativo, levando-se em conta as barreiras ao investimento;
- c) A média de emissões, do setor relacionado à atividade do projeto, referente aos últimos cinco anos, e cujo desempenho esteja entre os 20% melhores de sua categoria.

Para o setor elétrico conectado a rede de distribuição algumas metodologias e abordagens vem sendo discutidas (baseadas no item c, acima), e o painel metodológico do MDL (Meth Panel), vem procurando determinar metodologias que possam ser adotadas por categoria de projetos.

Inicialmente foi estabelecida uma metodologia simplificada para os projetos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia (sistema isolado ou conectados a rede), de capacidade de geração até 15 MW, ditos de pequena escala. Ela é detalhada no documento “Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small Scale CDM Project Activities Categories” (anexo II Decisão 21/CP.8 contido no documento FCCC/CP/2002/7/Add.3).

De modo geral, admite-se que os projetos de pequena escala não deslocarão grandes empreendimentos planejados, ou seja, eles não serão capazes de influenciar as decisões de investimentos relacionados a novas plantas. A quantidade de energia gerada por eles é muito pequena em relação ao total da geração proveniente do parque gerador.

Para projetos de pequena escala conectados à rede, o cálculo da linha de base pode ser feito por dois métodos alternativos:

- a) A média da “margem operacional aproximada” e a “margem construtiva”, onde:
 - (i) Margem operacional aproximada é a média ponderada de emissões de todas as fontes geradoras de energia elétrica do sistema, excluindo as fontes hidráulica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar;
 - (ii) Margem construtiva é a média ponderada de emissões da recente capacidade adicionada ao sistema, definida como as 20% mais recentes ou as 5 usinas mais recentemente construídas.
- b) A média ponderada de emissões do mix de geração atual.

Também não há problemas no cálculo da linha de base para projetos de pequena escala em sistemas isolados, definida como o consumo da quantidade de combustível que é utilizada pela fonte geradora existente. A emissão da linha de base seria a geração da linha de base multiplicada pelo fator de emissão do combustível que será substituído pelo projeto MDL.

Para projetos de grande escala, recentemente foi aprovada pelo Executive Board a “Metodologia consolidada de linha de base para projetos de geração de energia renováveis conectados à rede” (ACM0002, CDM/UNFCCC, 2004). De acordo com essa metodologia, a linha de base será a Margem Combinada (MC), que consiste na combinação da Margem Operacional (MO) e da Margem Construtiva (Mconst.).

Existem quatro possibilidades de cálculo da Margem Operacional:

- Margem Operacional Simples – Não inclui no cálculo da linha de base as fontes de energias renováveis (Hidro, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar) e só deve ser utilizada quando as fontes de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório (energias renováveis, hidroeletricidade e nuclear) constituem menos de 50% da geração total da rede (não podendo, portanto, ser aplicada no caso do Brasil).
- Margem Operacional Simples ajustada – É uma variação da anterior sendo que as fontes de energias são separadas em de baixo custo operacional ou de despacho obrigatório (lo-cost/must run) e outras.

- Margem Operacional obtida a partir dos dados do despacho – É a metodologia mais rigorosa, que deve ser escolhida quando o órgão nacional responsável pelo despacho do sistema elétrico disponibiliza os dados sobre a operação das usinas, hora a hora, ao longo de todo o ano.
- Margem Operacional Média – É calculada como a média da taxa de emissão de todas as usinas, incluindo a geração a partir de fontes renováveis.

Para este trabalho, em função da ausência de disponibilidade dos dados desagregados do despacho dos sistemas elétricos N/NE e S/SE/CO, será realizada uma estimativa com base na Margem Operacional Média para o cálculo da linha de base do setor elétrico conectado à rede, em todo o país.

Utilizando a média dos três últimos anos (dados do Balanço Energético Nacional – BEN), conforme estabelecido na metodologia consolidada ACM0002, o cálculo da margem operacional média considera a inclusão de toda a energia nuclear e a hidroeletricidade, conforme item (a) da tabela abaixo. No entanto, antecipando a situação em que os dados desagregados de despacho sejam disponibilizados, pode-se simular uma aproximação excluindo a energia nuclear e a parcela de hidroeletricidade que seria sempre despachada (operando na base). Adotou-se como parâmetro, respectivamente nas hipóteses (b) e (c) da tabela abaixo, que 50% e 90% da geração hidroelétrica se daria sempre na base e não seria substituída por um projeto MDL. Portanto, no cálculo da margem operacional dos itens (b) e (c), incluiu-se somente 50% e 10% da geração hidroelétrica, respectivamente.

Tabela 1

Geração elétrica (GWh/ano)	2000		2001		2002		tCO2/GWh
total do serviço público	323.899	%	301.318	%	315.309	%	
Gás natural	1571	0,5%	6942	2,3%	9786	3,1%	455
Hidroeletricidade	298563	92,2%	262665	87,2%	278656	88,4%	0
Carvão mineral	7448	2,3%	7352	2,4%	5062	1,6%	1126
Óleo combustível	6187	1,9%	6070	2,0%	3682	1,2%	877
Óleo diesel	4084	1,3%	4010	1,3%	4286	1,4%	844
Nuclear	6046	1,9%	14279	4,7%	13837	4,4%	0
MARGEM OPERACIONAL MÉDIA (A)	55,56 (tCO2/GWh)		66,85 (tCO2/GWh)		53,9 (tCO2/GWh)		FATOR DE EMISSÃO MÉDIA: 58,75
MARGEM OPERACIONAL COM 50% DE HIDRO NA MARGEM (B)	106,62 (tCO2/GWh)		129,37 (tCO2/GWh)		104,83 (tCO2/GWh)		FATOR DE EMISSÃO MÉDIA: 113,61
MARGEM OPERACIONAL COM 10% DE HIDRO NA MARGEM (C)	365,72 (tCO2/GWh)		397,8 (tCO2/GWh)		335,4 (tCO2/GWh)		FATOR DE EMISSÃO MÉDIA: 366,3

A Margem Construtiva é definida como sendo calculada a partir das cinco últimas usinas construídas, ou das últimas novas usinas adicionadas ao sistema que compreendam pelo menos 20% da geração atual. Deve-se escolher, entre os dois, pelo método que resultar no maior número de usinas. Na ausência de dados disponíveis usina por usina, adotamos a seguinte aproximação, a partir de dados do BEN (MME, 2003):

A geração de eletricidade na rede em 2002 foi de 315.309 GWh. Considerando 20% desse valor temos cerca de 63.061 GWh. Subtraindo-se esse valor da geração de eletricidade em 2002, temos 252.247 GWh. Como os dados do BEN demonstram que esses 20% foram adicionados a partir de 1994, faremos o cálculo da Margem Construtiva a partir de então:

Tabela 2

	1994	2002	adição ao sistema 1994-2002 (GWh)		TCO2/ GWh
Total (GWh)	245875	315309	69434	100%	
Gás natural	0	9786	9786	14,09%	455
hidroeletricidade	239467	278656	39189	56,44%	0
Carvão mineral	3105	5062	1957	2,82%	1126
óleo combustível	1401	3682	2281	3,29%	877
Óleo diesel	1847	4286	2439	3,51%	844
Energia nuclear	55	13837	13782	19,85%	0
MARGEM CONSTRUTIVA (TCO2/GWh)					FATOR EMIÇÃO 154,32

A Margem Combinada é definida como a média aritmética simples entre a Margem Operacional e a Margem Construtiva (igual peso para as duas). Os valores calculados na estimativa adotada neste estudo são, portanto:

Tabela 3

Margem Combinada (a) = Hipótese 1 (margem operacional média)	106,5	tCO2/GWh
Margem Combinada (b) (margem operacional com 50% hidro na margem)	134,0	tCO2/GWh
Margem Combinada (c) = Hipótese 2 (margem operacional com 10% hidro na margem)	260,3	tCO2/GWh

Deve-se observar a alta sensibilidade das quantidades de RCEs e das receitas potenciais da venda de créditos de carbono ao valor desse parâmetro. Torna-se portanto de grande relevância a disponibilização pelo ONS – Operador Nacional do Sistema dos dados desagregado de despacho da rede elétrica no país.

Esta metodologia continua em discussão no “Meth Panel”, do “Executive Board” e poderá vir a ser simplificada no futuro. Para países que são ricos em hidroeletricidade, como o Brasil, é estratégica a definição da parcela da hidroeletricidade a ser incluída no cálculo da margem operacional, como passível de ser substituída pelo projeto MDL. Alguns especialistas sugerem que seja excluída do cálculo da margem operacional 50% da hidroeletricidade. No entanto, o PDD¹ do projeto Vale do Rosário, de geração elétrica a partir do bagaço de cana, definiu como hidroeletricidade que opera na base a média da geração mínima mensal das hidrelétricas vezes 12. A diferença entre a energia total anual produzida por hidrelétricas e esse valor seria a parcela a ser incluída na margem operacional. De acordo com a hipótese proposta no PDD Vale do Rosário, então somente 8% da geração hidroelétrica seria incluída na margem operacional. Além disso, no cálculo da margem construtiva é adotado um

¹ PDD – Project Design Document – Documento de Desenho do Projeto

valor alto de coeficiente de carbono, baseado em geração termoeleétrica, resultando em uma margem combinada de 604 tCO₂/GWh, valor bem mais elevado, portanto.

Neste trabalho, as duas hipóteses adotadas (Hipótese 1 e 2, refletindo os valores extremos do intervalo) visam apenas a fornecer uma referência quantificada da ordem de grandeza do potencial de oportunidades de projetos MDL para o país. A disponibilização pelo ONS de dados desagregados do despacho de energia elétrica será fundamental para se definir com maior precisão o conteúdo em carbono da energia elétrica distribuída pela rede interligada no país.

No que diz respeito aos projetos de aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos para geração de eletricidade, deve ser considerada na linha de base a liberação do metano pelos aterros sanitários. Muitas vezes esses projetos comprovam a adicionalidade somente considerando a redução da emissão de metano através da captura e queima desse gás. Pode-se dizer que no cenário atual raramente o metano de lixo é recuperado e queimado no Brasil, e sendo assim somente a captura e destruição do metano já se configuraria num projeto MDL. O “Meth Panel” do “Executive Board” do MDL aprovou algumas metodologias, entre elas duas de projetos brasileiros, e o cálculo das emissões evitadas do metano neste trabalho será baseada nessas metodologias².

Essas metodologias apresentam como justificativa de linha de base duas abordagens³:

- VEGA Bahia – A adicionalidade do projeto é demonstrada da seguinte forma: Existe um contrato de concessão pública da empresa com o município de Salvador para construção e operação do aterro sanitário. Como a recuperação e queima do metano no Brasil não é requerido por lei, a linha de base adota que cerca de 20% do metano será capturado e queimado (estimativa conservadora baseada nas melhores práticas). Portanto todo o metano a mais que for capturado e queimado é considerado adicional. Além disso, é demonstrada a barreira ao investimento⁴ (através do valor do contrato de concessão e da ausência de Lei para o gerenciamento do metano) e assim comprovada a adicionalidade do projeto. A geração de eletricidade é prevista no projeto mas não faz parte da linha de base (com e sem projeto).

- Nova Gerar - A linha de base considerada é a opção (b) do Protocolo de Marraqueche, que é baseada na noção que o cenário futuro mais viável será determinado pela opção econômica mais racional. Sendo assim, alternativas que apresentam alguma barreira ao investimento são consideradas adicionais. O projeto Nova Gerar faz uma análise financeira para o investimento do projeto e considera o cenário “business-as-usual” como a única outra alternativa viável.

3. POTENCIAL DE CRÉDITOS DE CARBONO EM PROJETOS DE RECUPERAÇÃO DE BIOGÁS DE ATERROS SANITÁRIOS

O cenário geral prospectivo que se estabelece para estimar a oportunidade de negócios possíveis com a venda de biogás de lixo para geração de energia elétrica ou de venda de créditos de carbono leva em conta os seguintes pressupostos:

- A quantidade aproximada de resíduos sólidos urbanos produzidos e efetivamente coletados no Brasil em 2000 foi cerca de 93.150 t/d⁵ (33,5 milhões t/ano). Vamos considerar que essa quantidade será constante, uma vez que o crescimento da produção de lixo, decorrente do aumento vegetativo da população e do consumo per-capita, será compensado pela evolução dos programas de reciclagem através de projetos de coleta seletiva, de instalações de triagem e novos processos de industrialização da reciclagem de materiais.

- Quantidade de resíduos encaminhados a aterros sanitários e aterros controlados, onde as condições de decomposição são predominantemente anaeróbias : 70 % do total, ou seja, 65.000 ton/dia (23,4 milhões t/ano). Previsão do aumento do percentual encaminhado a aterros sanitários ou controlados: aumento gradativo até alcançar o total de 100% no ano 2015

² Para a geração de eletricidade a partir do biogás será considerada a linha de base da rede elétrica anteriormente definida.

³ É importante ressaltar que as metodologias para a linha de base foram aprovadas pelo Meth Panel, mas isso não significa que o projeto tenha sido aprovado.

⁴ Conforme item 48 (b) do Acordo de Marraqueche (opções de linha de base) – citado anteriormente nesse trabalho

⁵ Valor estimado em função da produção per capita media no país (0,75 kg/hab/dia), na população urbana de aproximadamente 138 milhões de habitantes (população urbana) e considerando que 90 % do total é efetivamente coletado. Este valor é diferente do estimado pelo IBGE (125.000 t/dia) em função de IBGE fazer o cálculo em cima de 169.489.853 habitantes (população urbana e rural)

- Produção média de biogás por tonelada de lixo, nas condições sócio-ambientais brasileiras: 180 metros cúbicos por tonelada de lixo⁶
- Produção de 0,5 MWh/t de lixo nas condições brasileiras
- Quantidade média de metano no biogás ao longo da produção de gás no aterro: 50%
- Preço do MWh de energia gerada a partir de biogás no mercado atual de energia: US 50,00/MWh (vide Aterro Bandeirantes) – Preço do Metano US\$ 0,02/m³
- Potencial de aquecimento global (GWP) do metano: 21
- fator de conversão do metano: 0,000679 t CH₄/ m³ CH₄⁷

Assim, para o cenário 1, considerando que somente 23,4 milhões t/ano de resíduos, que são depositados em aterros sanitários e controlados, poderiam ser aproveitados, temos uma geração de eletricidade de cerca de 11.700 GWh/ano. Essa geração de energia evitaria cerca de 1,24 milhões tCO₂/ano, para a hipótese 1 de linha de base e cerca de 3,0 milhões tCO₂/ano para a hipótese 2.

O cálculo da quantidade de metano considera que o sistema instalado possua uma eficiência de 85%, ou seja 15% podem ser considerados como emissões fugitivas. Considerando a conversão de unidades para tCH₄/ano e o potencial de aquecimento global do metano teríamos cerca de 25,5 milhões tCO₂ eq⁸. Podemos deduzir 20% desse valor para considerar futuras obrigações legais ou melhoramentos na prática de gerenciamento de resíduos⁹. As emissões evitadas totais seriam a soma das emissões evitadas pelo uso do biogás em substituição a geração termoelétrica tradicional e as emissões evitadas de metano devido a sua captura: 21,64 milhões t CO₂ eq./ano na hipótese 1 e 23,4 milhões t CO₂ eq./ano na hipótese 2.

A mesma metodologia de cálculo foi feita para o cenário 2 que considera o potencial possível em 2015, ou seja que todo o lixo coletado seja encaminhado para aterros sanitários: 33,5 milhões t/ano.

Além disso podemos adotar algumas hipóteses adicionais. Por exemplo é difícil supor que todo o metano que venha a ser capturado seja direcionado para geração de eletricidade. Uma vez que somente a captura e a simples queima do metano já seria um projeto MDL, podemos supor que no cenário brasileiro cerca de 50% do metano capturado seja direcionado para geração de eletricidade e os outros 50 % somente para a queima. Isso nos daria um total de emissões evitadas de cerca de 21 e 22,1 milhões tCO₂/ano para as hipóteses 1 e 2 respectivamente (Cenário 3).

Ainda, para efeito de comparação, vale ressaltar o preço do MWh da energia gerada a partir de biogás no mercado atual de energia conforme contrato do aterro Bandeirantes em São Paulo- preço da energia: US\$ 50,00/MWh; preço do metano- US\$ 0,02/m³.

Sendo assim, para o cenário 3 (nas mesmas condições do aterro Bandeirantes), a eletricidade vendida (5,9 TWh/ano) a US\$ 50,00/MWh nos daria uma receita de US\$ 295 milhões/ano. A venda dos créditos de carbono nos daria uma receita de US\$ 3,14 milhões/ano (hip. 1) e US\$ 7,5 milhões/ano (hip.2). Esse valor representa respectivamente cerca de 1% e 2,5% da receita obtida com a venda da eletricidade nas mesmas condições do aterro Bandeirantes.

Já a receita obtida com a venda do metano no aterro Bandeirantes conforme o contrato seria cerca de US\$ 35 milhões/ano em comparação a US\$ 102,1 milhões/ano da venda dos RCEs. Assim, a venda dos créditos de carbono no mercado internacional nos daria uma receita de cerca de US\$ 0,06/m³ CH₄. Esse valor é três vezes superior ao valor do metano comercializado no aterro Bandeirantes.

Portanto podemos verificar que o uso do biogás se torna vantajoso principalmente devido à possibilidade de mitigação das emissões de metano.

A tabela abaixo exemplifica os cálculos adotados para hipótese 1 e hipótese 2 da linha de base:

⁶ Conforme valor adotado pelo projeto VEGA, em Salvador da Bahia

⁷ Conforme metodologia aprovada no projeto Nova Gerar

⁸ Conforme metodologia aprovada do projeto Nova Gerar.

⁹ Conforme linha de base do projeto Nova Gerar

Tabela 4 – Potencial de redução de emissão do biogás

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3 – baseado na hipótese 1: 50% do lixo para queima de metano e 50% para geração de eletricidade		Cenário 3 - Comparação com Aterro Bandeirantes
Quantidade de resíduos	23,4 milhões t/ano	33,5 milhões t/ano	11,7 milhões t/ano	11,7 milhões t/ano	
Geração eletricidade (0,5 MWh/t)	11,7 TWh/ano	16,8 TWh/ano	5,9 TWh/ano		receita obtida com a venda da energia do cenário 3 nas mesmas condições do Aterro Bandeirantes (US\$ 50,00/MWh) = US\$ 295 milhões
tCO ₂ /ano Hipótese 1 = 106,5 tCO ₂ /GWh	Hipótese 1: 1,24 milhões tCO ₂ /ano	Hipótese 1: 1,78 milhões tCO ₂ /ano	Hipótese 1: 628,3 mil tCO ₂ /ano		receita obtida com a venda da tCO ₂ para o Cenário 3 (eletricidade)
Hipótese 2 = 260,3 tCO ₂ /GWh	Hipótese 2: 3,0 milhões tCO ₂ /ano	Hipótese 2: 4,3 milhões tCO ₂ /ano	Hipótese 2: 1,5 milhões tCO ₂ /ano		(RCEs = US\$ 5,00/tCO ₂) = US\$ 3,14 milhões (hip. 1) e US\$ 7,5 milhões (hip. 2)
Quantidade de metano (Quant. de resíduos X 180 X 50%) X eficiência do sistema 85%	1,8 bilhões m ³ CH ₄ /ano	2,6 bilhões m ³ CH ₄ /ano	895 milhões m ³ CH ₄ /ano	895 milhões m ³ CH ₄ /ano	receita obtida com a venda do metano no aterro Bandeirantes (US\$ 0,02/m ³) = US\$ 35,8 milhões
Conversão (0,000679 tCH ₄ /m ³ CH ₄)	1,2 milhões tCH ₄ /ano	1,7 milhões tCH ₄ /ano	607,7 mil tCH ₄ /ano	607,7 mil tCH ₄ /ano	
Potencial Global (GWP) = 21	25,5 milhões tCO ₂ eq/ano	36,5 milhões tCO ₂ eq/ano	12,7 milhões tCO ₂ eq/ano	12,7 milhões tCO ₂ eq/ano	
menos 20% (de futuras obrigações legais ou melhoramentos no gerenciamento de resíduos)	20,4 milhões tCO ₂ eq/ano	29,2 milhões tCO ₂ eq/ano	10,2 milhões tCO ₂ eq/ano	10,2 milhões tCO ₂ eq/ano	receita obtida com a venda da tCO ₂ eq. para o Cenário 3 (metano) (RCEs = US\$ 5,00/tCO ₂): US\$ 102,1 milhões ou seja cerca de US\$ 0,06/m ³ CH ₄
Emissões evitadas totais (eletricidade + metano).	21,64 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 1)	30,98 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 1)	10,82 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 1)	10,2 milhões tCO ₂ eq/ano	
	23,4 milhões tCO ₂ /ano	28,5 milhões tCO ₂ /ano	11,9 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 2)		

	(hipótese 2)	(hipótese 2)			
			Total cenário 3: 21,0 milhões tCO ₂ eq/ano (hip.1) e 22,1 milhões tCO ₂ eq/ ano (hip. 2) ¹⁰		
Receita RCEs (US\$ 5,00)	US\$108,1 Milhões/ano (hipótese 1)	US\$154,9 milhões/ano (hipótese 1)	US\$ 105 milhões/ano (Hipótese 1)		
	US\$ 117 Milhões/ano (hipótese 2)	US\$ 168 milhões/ano (hipótese 2)	US\$ 110,5 milhões/ano (hipótese 2)		
Média anual no período 2006-2015 considerando atingir o cenário através de um crescimento linear durante 10 anos			2006 = 2,1 a 2,21 milhões t CO ₂ /ano		Geração de energia elétrica de 0,59 TWh/ano em 2006 crescendo linearmente até atingir 5,9 TWh/ano em 2015 evitando uma média de 0,345 a 0,825 milhões t CO ₂ eq / ano
			2015 = 21 a 22,1 milhões t CO ₂ / ano		
			Valor médio anual no período = 11,55 a 12,1 milhões t CO₂/ano evitadas		Queima de metano de 120 mil t CH ₄ em 2006 crescendo linearmente até 1,2 milhões t CH ₄ em 2015, evitando uma média de 11,2 milhões de t CO ₂ eq / ano
			Receita média anual no período de US\$ 57,7 a 60,7 milhões/ano		

Em 2006 teríamos 2,1 a 2,21 milhões t CO₂/ano correspondendo a US\$ 10,5 a 11,05 milhões/ano, e em 2015, 21 a 22,1 milhões t CO₂/ano correspondendo a US\$ 105,0 a 110,5 milhões/ano. Além disso, para se ter uma idéia do potencial médio anual, adotaremos a hipótese de que o potencial do cenário 3 levará 10 anos para ser atingido. Isso nos daria um potencial anual de 2,34 milhões de toneladas de resíduos sendo 1,17 milhões/ano utilizados em projetos com geração de eletricidade e 1,17 milhões/ano em projetos de simples queima de metano, até atingir o potencial total em 2015. O resultado seria que o valor médio anual no período 2006-2015 seria de 11,55 a 12,1 milhões t CO₂/ano com uma receita média anual de US\$ 57,7 a 60,7 milhões/ano.

No PROINFA, apesar de estar contemplada a compra da eletricidade a partir do biogás de aterro sanitário, nenhum projeto foi apresentado na primeira rodada. Comentários de alguns stakeholders dizem que o índice de nacionalização exigido pelo PROINFA é muito alto e não permite investimentos neste setor.¹¹ Mesmo assim, para comparação, o valor de referência do biogás no PROINFA é R\$ 182,26 (valor atualizado para setembro/2004), ou seja, cerca de US\$ 60,75, valor este acima do preço pago no aterro Bandeirantes para a venda da eletricidade.

Também, conforme citado anteriormente, as oportunidades começam a surgir para este tipo de projeto no mercado internacional com os projetos da VEGA BAHIA e NOVA GERAR, que tiveram a metodologia de linha de base aprovadas no Painel metodológico do MDL. O Projeto Nova Gerar pretende evitar cerca de 11,8 milhões t CO₂ no período 2003/2023 e o da Vega Bahia cerca de 14,5 milhões t CO₂ no período 2003/2019. Baseado nos dados dos PDDs desses projetos pode-se então estimar que para o primeiro período de crédito o projeto Nova Gerar evita cerca de 0,220 milhões t CO₂/ano e o Vega Bahia 0,653 milhões t CO₂/ano. Uma outra iniciativa já em andamento é a geração de energia elétrica pelo Consórcio Biogás no aterro Bandeirantes, com uma estimativa preliminar de cerca

¹⁰ faixa de valor, considerando as duas hipóteses

¹¹ Seminário "Tradable Renewable Energy Certificate", 17/05/04

de 1,4 milhões tCO₂/ano evitadas, considerando o primeiro período de crédito. A tabela abaixo mostra o potencial de redução de gases de efeito estufa desses três projetos e o potencial de receita que poderia ser obtido com a venda dos RCEs a US\$ 5,00.

Tabela 5

Projeto	t CO₂ evitado/período	t CO₂ evitado/ano (valor médio anual estimado para o 1º período de crédito)	Receita MDL (RCEs = US\$ 5,00/ t CO₂)
Nova Gerar	2003/2023: 11,8 milhões	0,220 milhões/ano	1,1 milhões/ano
Vega Bahia	2003/2019: 14,5 milhões	0,653 milhões/ano	3,3 milhões/ano
Bandeirantes		1,4 milhões/ano	7,0 milhões/ano
Total		2,3 milhões / ano	11,4 milhões / ano

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As Tabelas 4 e 5 indicam que iniciativas já em andamento no país, visando recuperação de biogás de aterros sanitários, podem gerar RCEs de 2,3 milhões de t CO₂ evitado/ano, com receita potencial de 11,4 milhões de US\$/ano, enquanto iniciativas tecnicamente viáveis no curto e médio prazos podem multiplicar por 5 estes valores. Além disso, deve-se ressaltar que o valor dos créditos de carbono no médio prazo poderá ser bem maior que a hipótese conservadora de 5 US\$ / t CO₂ considerada neste estudo.

Demonstra-se assim que o potencial de geração de créditos de carbono neste setor, de iniciativas já em andamento e tecnicamente viáveis no curto e médio prazo, é bastante relevante, constituindo-se numa oportunidade promissora para promover a sustentabilidade social e ambiental do desenvolvimento municipal no país, através do apoio a uma gestão mais adequada dos resíduos sólidos urbanos.

REFERÊNCIAS

- La Rovere, Emilio; Americano, Branca (1999). “Assessment of Global Environmental Impacts of PROCEL – Greenhouse Gas Emission Avoided by PROCEL: 1990 – 2020”. PROCEL/ELETROBRAS
- Ministério de Minas e Energia; BEN – Balanço Energético Nacional (2003).
- NAE-Secom/PR (2005); “Mudança do Clima. Volume II. Mercado de Carbono”, Cadernos NAE, nº 04
- UNFCCC, (2003). CDM Executive Board. “Recommendation by the panel on baseline and monitoring methodologies (meth Panel)”. Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories;
- UNFCCC, (2004). CDM Executive Board. Approved consolidated baseline methodology ACM0002. “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”, version 1, 3 September 2004. www.cdm.unfccc.int
- UNFCCC, (2004). CDM Executive Board. Project Design Document: Vale do Rosário Bagasse Cogeneration - a GHG Emission Reductions Activity in Brazil. www.cdm.unfccc.int;
- UNFCCC, (2004). CDM Executive Board. Project Design Document: Nova Gerar Landfill Gas to Energy Project. www.cdm.unfccc.int
- UNFCCC, (2004). CDM Executive Board. Project Design Document: Salvador da Bahia Landfill Gas Project. www.cdm.unfccc.int