

ATLAS BRASILEIRO DE
EMISSÕES DE GEE E
POTENCIAL ENERGÉTICO
NA DESTINAÇÃO DE RESÍDUOS SÓLIDOS



ATLAS BRASILEIRO DE EMISSÕES DE GEE E POTENCIAL ENERGÉTICO NA DESTINAÇÃO DE RESÍDUOS SÓLIDOS



APOIO



This publication was developed under Assistance Agreement awarded by the U.S. Environmental Protection Agency. It has not been formally reviewed by EPA.

Índice

Definições e abreviaturas	9		
Apresentação	10		
Sumário executivo	12		
1 Geração e destinação de resíduos sólidos no Brasil	16		
1.1 Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS)	19		
2 Mercado de carbono, histórico, evolução & tendências	21		
2.1 Mudanças climáticas	21		
2.2 Os mercados de carbono	22		
2.3 Tipos de mercado: permissão de emissões x offsets	23		
2.3.1 Permissões de Emissão	23		
2.3.2 Offsets	23		
2.4 Mercados voluntários x regulados	24		
2.4.1 Mercado regulado	24		
2.4.2 Mercado voluntário	25		
2.5 Acordos bilaterais: o caso japonês	26		
2.6 Contexto pós-2012	28		
2.7 Considerações sobre a legislação brasileira	29		
3 Projetos MDL: captura, queima e aproveitamento de biogás em aterros sanitários no Brasil	31		
3.1 Metodologias de MDL aprovadas e em aprovação para aterros sanitários	36		
3.1.1 Grande escala	36		
3.1.2 Pequena escala	41		
3.2 Projetos de MDL desenvolvidos no Brasil com queima de biogás	45		
		3.2.1	Projetos de MDL no Brasil com aproveitamento energético e/ou geração de energia 47
		3.2.2	Histórico da geração de energia em aterros sanitários no Brasil 49
		4	Métodos de cálculo recomendados para estimativas de emissões em aterros brasileiros 50
		4.1	Introdução aos modelos de geração de metano 50
		4.1.1	Modelos de ordem zero 51
		4.1.2	Modelos de primeira ordem 51
		4.1.3	Modelos multifásicos 52
		4.1.4	Modelos de segunda ordem 52
		4.1.5	Qual modelo é o mais preciso? 52
		4.2	Fatores de cálculo importantes 53
		4.2.1	Potencial de geração de metano (L0) 53
		4.2.2	Constante da taxa de geração (k) 54
		4.3	Métodos de estimativas de gás da U.S.EPA 54
		4.3.1	Modelo LandGEM (software da U.S.EPA) 54
		4.3.2	L ₀ e valores padrão de k em aterros 55
		4.3.3	Correção para a eficiência de coleta 56
		4.3.4	LFG Energy Benefits Calculator e LFGCost (softwares da U.S.EPA) 56
		4.4	Ferramenta MDL 57
		4.5	IPCC 58
		5	Estimativa de produção de gás e emissões por região, estado e tipo de destinação (aterro sanitário, aterro controlado e lixão) 60
		5.1	Taxa constante de geração de CH ₄ - k e fator de normalização para a soma - A 60
		5.1.1	Temperatura média anual - MAT 61

5.1.2	Precipitação média anual – MAP	61	7.2.2	Sistema de geração por turbina a vapor	83
5.1.3	O potencial de evapotranspiração – PET	63	7.2.3	Sistema de geradores por turbinas a gás	84
5.1.4	Quantidade total de resíduo gerado – $MSW_r(t)$ e fração de resíduos destinada ao aterro – $MSW_r(t)$	63	7.2.4	Microturbinas	85
5.1.5	Potencial de geração de metano – $L_0(x)$	63	7.3	Gás de aterro para gás natural	90
5.1.6	Metano recuperado – R	66			
5.1.7	Fator de oxidação – OX	66			
5.2	Resultados de modelagem de estimativa, por região e estado, das Emissões de GEE no período de 2009 a 2039	67			
6	Estimativas de potencial energético por região e estado	74	8	Levantamento de eventuais programas ou subsídios públicos que estimulem a produção de energia renovável	92
7	Análise sobre a viabilidade do aproveitamento do biogás	76	8.1	Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica – PROINFA	93
7.1	Gás de aterro como fonte de calor	76	8.2	Redução de tarifas pela agência nacional de energia elétrica – ANEEL	95
7.1.1	LFG como combustível de baixo rendimento	76	8.3	Fundo nacional sobre mudanças climáticas (Fundo Clima)	95
7.1.2	Evaporação de chorume	77	8.3.1	Fundo Clima – energia renovável	96
7.1.3	Fornos	78	8.3.2	Fundo Clima – resíduos com aproveitamento energético	96
7.1.4	Geração de vapor	78	8.4	Plano nacional sobre mudança do clima – PNMC	96
7.1.5	Aquecimento de espaços	78			
7.1.6	Aplicações do resfriamento e aquecimento por absorção	79	9	Conclusões e recomendações	98
7.1.7	Caldeira	79		Bibliografia	100
7.1.8	Aquecimento de estufas	81		Estudos de caso	101
7.2	Gás de aterro em eletricidade	82	1	Estudo de caso: CTR São Mateus	105
7.2.1	Motores de combustão interna	82	2	Estudo de caso: CTR Santa Rosa	133
			3	Estudo de caso: CTR Candeias	151
				Ficha Técnica	167

Lista de Figuras

1	RSU gerados e coletados em 2011 no Brasil por região	18	20	Aspectos básicos da metodologia AMS-III.G	43
2	Distribuição da quantidade de RSUs gerada e coletada por região - 2011	18	21	Aspectos básicos da metodologia AMS-III.AX	44
3	Destinação final de RSU por região - 2011	19	22	Projetos MDL queima de biogás por região	45
4	Mercados regulatórios e voluntários de emissões por região	24	23	Distribuição de projetos MDL com queima de biogás por região	45
5	Os principais mercados voluntários de carbono e suas respectivas contribuições	26	24	Geração de eletricidade dos projetos MDL por região	47
6	Estrutura básica para o novo mecanismo de offset sob os acordos bilaterais	27	25	Distribuição de projetos MDL com geração de eletricidade por região	47
7	Projetos registrados por país anfitrião	32	26	Temperatura média compensada do Brasil - MAT	62
8	Distribuição de projetos MDL registrados por categoria	32	27	Intensidade pluviométrica no Brasil	62
9	Projetos MDL por região	33	28	Distribuição de emissões de GEE por região e por tipo de destinação final, 2009-2039	68
10	Distribuição de projetos MDL por região	34	29	Média anual de emissões de GEE por região	68
11	Potencial anual de redução de emissões de GEE de projetos MDL por região	34	30	Região Norte: % das emissões de GEE por estado. 2009 - 2039	69
12	Projetos MDL registrados por região	34	31	Região Nordeste: % das emissões de GEE por estado. 2009 - 2039	70
13	Distribuição de projetos MDL registrados por região	35	32	Região Centro-Oeste: % das emissões de GEE. 2009 - 2039	71
14	RCE geradas por região	35	33	Região Sudeste: % das emissões de GEE. 2009 - 2039	72
15	Capacidade instalada declarada nos DCPs para a geração de eletricidade a partir do biogás	35	34	Região Sul: % das emissões de GEE. 2009 - 2039	73
16	Aspectos básicos da metodologia ACM0001	38	35	Funcionamento de uma turbina a gás	84
17	Aspectos básicos da metodologia AM0069	40	36	Esquema do processo de microturbinas	88
18	Aspectos básicos da metodologia AM0083	41	37	Seção transversal de uma microturbina	88
19	Aspectos básicos da metodologia AM0093	42			

Lista de Tabelas

1	RSU no Brasil: geração, coleta e destinação final nos anos de 2010 e 2011	17	12	Carbono orgânico degradável – DOC(x)	65
2	Gases de efeito estufa e seus potenciais de aquecimento global considerados pelo IPCC	22	13	Fator de oxidação	66
3	Volumes negociados, mercado global de carbono – 2009 e 2010	25	14	Estimativa de emissões de GEE por tipo de destinação final 2009-2039	67
4	Lista dos projetos de MDL desenvolvidos no Brasil com queima de biogás	46	15	Resultados das emissões de GEE por estado – Região Norte	69
5	Lista dos projetos MDL com aproveitamento energético e/ou geração de energia	48	16	Resultados das emissões de GEE por estado – Região Nordeste	70
6	Aterros com geração de eletricidade a partir do biogás	49	17	Resultados das emissões de GEE por estado – Região Centro-Oeste	71
7	Faixas dos valores de L_0 e k	56	18	Resultados das emissões de GEE por estado – Região Sudeste	72
8	Fatores de emissão correspondente a composição do resíduo	59	19	Resultados das emissões de GEE por estado – Região Sul	73
9	<i>Default</i> de k para cada fração de um tipo de componente do resíduo	61	20	Potencial de geração de eletricidade a partir de biogás	75
10	Fatores de correção do metano	64	21	Desafios das conversões para LFG e soluções	81
11	MCF aterro sanitário, controlado e lixão	64	22	Valores econômicos PROINFA	94
			23	Processo de contratação de energia	94

Definições e abreviaturas

ABRELPE	Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais
C	Celsius
cm	Centímetro
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
GWP	Global Warming Potential (Potencial de Aquecimento Global em relação ao dióxido de carbono)
GEE	Gás de Efeito Estufa
h	Hora
ha	Hectare
PEAD	Polietileno de Alta Densidade
kg	Quilograma
kW	Kilowatt
LFG	Gás de Aterro
m	Metro
Mg	Megagrama. Um Mg equivale a 1 tonelada (tonelada métrica)
MGM	MGM Innova
mm	Milímetro
MMBTU	Milhões de Unidades Térmicas Britânicas. Uma MMBTU é igual a 1.055 GJ
RSM	Resíduos Sólidos Municipais
NMOC	Composto Orgânico não Metano
DCP	Documento de Concepção de Projeto
PVC	Cloreto de Polivinila
tCO₂eq.	Toneladas de CO ₂ equivalente
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RDF	Refuse-Derived Fuel
SWDS	Local de Destinação de Resíduo Sólido

Apresentação

O objetivo na condução do projeto que culminou com a presente publicação foi produzir o primeiro Atlas Brasileiro sobre as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) oriundas especificamente da destinação final dos resíduos sólidos urbanos e estimar o seu potencial energético.

O Atlas foi um projeto selecionado pela US Environmental Protection Agency (EPA) para ser financiado com recursos do programa de estímulo à captação e aproveitamento do gás metano e a elaboração do documento foi contratada junto à empresa MGM Innova, uma consultoria de serviços e soluções de baixo carbono, líder internacional no mercado de Redução de Emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Como ponto de partida, o documento apresenta informações estatísticas atualizadas sobre a gestão de resíduos no Brasil, o tipo de destinação final por região e por estado, as emissões oriundas dessas unidades de destinação e seu respectivo potencial energético e contempla ainda um panorama sobre as possíveis oportunidades a explorar quanto à geração de créditos de carbono, além da apresentação de estudos de caso referentes a três unidades de destinação de resíduos.

No contexto do documento, optou-se também por apresentar uma análise das diferentes tecnologias existentes para o aproveitamento energético do biogás e considerações específicas a serem levadas em conta no momento da seleção da tecnologia mais apropriada, dependendo do contexto específico de um projeto, com vistas a facilitar o encaminhamento do processo de decisão da solução mais adequada.

Adicionalmente ao quanto mencionado, o documento também traz uma revisão dos diferentes programas e incentivos existentes no Brasil para a recuperação e o aproveitamento do biogás em aterros sanitários, o impacto ocorrido e as possíveis medidas para se obter uma maior participação dessa fonte renovável na matriz energética.

Por tudo isso, o Atlas Brasileiro de Emissões de GEE e Potencial Energético na Destinação de Resíduos Sólidos é uma publicação pioneira e única no país que, ao apresentar dados e estatísticas atuais, com análises fundamentadas em critérios científicos, possibilitará um melhor conhecimento sobre as dinâmicas e tendências do mercado de carbono no setor de resíduos sólidos, o que certamente contribuirá para que novas iniciativas de sucesso sejam encaminhadas.

Carlos RV Silva Filho
ABRELPE



Sumário executivo

Espera-se que este documento seja uma referência para todos aqueles que tenham relação com atividades de manejo de resíduos sólidos e destinação final, para os diversos atores interessados e seja um instrumento de promoção do uso de fontes renováveis de energia.

De acordo com as fontes consultadas na elaboração deste Atlas, em 2011 foram gerados aproximadamente 198 mil toneladas por dia de resíduos sólidos urbanos no Brasil, o que equivale a cerca de 62 milhões de toneladas por ano. Do total de resíduos gerados, 90% são coletados, o que equivale a aproximadamente 180 mil toneladas por dia. Dos resíduos coletados em 2011, 58% foram destinados a aterros sanitários, 24% a aterros controlados e 17% a lixões. Isto implica em aproximadamente 75 mil toneladas diárias com destinação inadequada, sendo encaminhadas para lixões ou aterros controlados, os quais não possuem o conjunto de sistemas e medidas necessários para proteção do meio ambiente contra danos e degradações. Apesar das determinações legais e dos esforços empreendidos, essa destinação inadequada de RSU está presente em todos os estados.

De acordo com os dados disponíveis para 2011, a região Sudeste concentra cerca de metade dos resíduos gerados no país, ou seja, 97 mil toneladas por dia. A segunda região com a maior geração de resíduos urbanos é a região Nordeste, onde são geradas diariamente em torno de 50 mil toneladas de resíduos, representando 25% do total. Em seguida, temos as regiões Sul, Centro-Oeste e Norte, as quais geram entre 7% e 10% cada uma.

Os dados disponíveis também mostram que as regiões Sudeste e Sul contam com uma porcentagem maior de resíduos depositados em aterros sanitários (respectivamente, 72% e 70%) em comparação com as outras regiões, enquanto a região Norte conta com o maior índice de destinação em lixões (35%).

Os locais de disposição final apresentam um potencial para o desenvolvimento de projetos de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE), já que como resultado da decomposição dos resíduos sólidos em condições confinadas e com ausência de oxigênio gera-se biogás, o qual é rico em metano, que é um poderoso GEE.

Os projetos de mitigação consistem basicamente na captura, queima e/ou aproveitamento do conteúdo energético do biogás, seja para gerar eletricidade e calor, ou para tratá-lo e utilizá-lo como gás natural, evitando assim sua liberação para a atmosfera.

Estes projetos de mitigação são elegíveis sob o conhecido “mercado internacional de carbono”. O principal esquema que vinha sendo utilizado para este tipo de projetos é o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Entretanto, devido às incertezas sobre o resultado das negociações internacionais relativas à redução de emissões de GEE, e consequentemente sobre as projeções de preços das reduções de emissões que podem ser geradas pelos projetos, aliado à complexidade dos procedimentos e trâmites do MDL, novas plataformas de carbono no mercado voluntário se tornaram interessantes para este tipo de projetos. Como exemplo, podemos citar o Verified Carbon Standard (VCS), que é um padrão que mantém muitas das bases do MDL, mas não está sujeito a temas regulatórios e decisões durante as negociações internacionais entre os países.

Em junho de 2012, 10.266 projetos estavam formulados nos termos do MDL, porém em fins de dezembro, se contava somente com um total de 5.511 projetos registrados perante a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC). A China é o país com o maior número de projetos MDL registrados, com 48,9% do total de projetos. O Brasil conta com 4,7% dos projetos registrados.

Quanto ao tipo e categoria dos projetos registrados, a maior parte está situada na categoria de energia em indústria, a qual inclui principalmente projetos de energias renováveis e representa quase 70% do total de projetos MDL a nível global.

O setor de manejo e destinação de resíduos sólidos representa 13% do total de projetos MDL registrados. Isto inclui projetos de aterros, aproveitamento de resíduos (compostagem, incineração, gaseificação, RDF), manejo de esterco e águas residuais.

De acordo com a revisão e a investigação realizadas para o Brasil, foram identificados até a data de fechamento do relatório um total de 46 projetos MDL e um Programa de Atividades (PoA) dentro da categoria “13: manejo e destinação de resíduos” e da sub-categoria de aterros sanitários. Estes projetos se encontram em diferentes etapas do ciclo de um projeto MDL. A região Sudeste é a que conta com o maior número de projetos deste tipo, com um total de 33 projetos. Em seguida, vêm as regiões Nordeste, Sul e Norte com 7, 4 e 2 projetos, respectivamente. A região Centro-Oeste não possui nenhum projeto.

Dos 46 projetos acima mencionados, 23 consideram a captura e queima do biogás recuperado, o que representa cerca de 50% deste universo. A maior parte destes projetos está situada na região Sudeste (15 ao todo), com 65% do total. Em segundo lugar está a região Sul, com 4 projetos (18%); em terceiro está a região Nordeste com 3 projetos (16%) e, finalmente, a região Norte, com um único projeto (4%). Os outros 50%, incluem o aproveitamento energético do biogás. Destes, 22 projetos incluem geração de eletricidade e somente 1 considera a purificação do biogás para posteriormente injetá-lo em uma rede de gás natural. No total, a capacidade instalada para geração de eletricidade declarada nos documentos de concepção dos projetos (DCPs) verificados é de 254 MW.

Após revisar cada um dos projetos cuja descrição inclui a componente de geração de eletricidade a partir do biogás e que já se encontram registrados, no site da CQNUMC foram identificados apenas 2 projetos que já relatam a geração de eletricidade, a saber, os aterros Bandeirantes e São João, ambos localizados na região Sudeste, no estado de São Paulo. Estes dois aterros informam uma geração de 1,2 milhões de MWh, dos quais Bandeirantes é responsável pela geração de 755.700 MWh durante o período 2004-2010 e São João pela geração de 476.900 MWh durante o período de março de 2008 a maio de 2012.

Adicionalmente a todo o mecanismo vigente e às atividades já encaminhadas, em agosto de 2010, foi sancionada a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), considerada como o marco regulatório para o setor de resíduos no Brasil e que pode exercer um impacto favorável, já que ao buscar uma melhor qualidade no tratamento dos resíduos, estimular a segregação e a correta destinação, priorizar a reciclagem de embalagens e gerar condições favoráveis para a criação de consórcios intermunicipais, a PNRS traz questões de cunho sustentável ao processo de resíduos e influencia diretamente o desenvolvimento de novas oportunidades para a implantação de projetos de captura de biogás em aterros, com a consequente geração de energia e redução de emissões de GEE.

Além desses fatores, no final de 2009, o Governo Brasileiro assumiu o compromisso nacional voluntário de implementar ações de mitigação, com vistas à redução das emissões nacionais na faixa de 36,1% a 38,9%, em relação à sua projeção para 2020. Tal compromisso foi consolidado na Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), sendo que no final de 2010, o Decreto nº 7.390, de 09 de dezembro, regulamentou a PNMC.

Não existe uma legislação brasileira específica que remeta diretamente a um plano de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) para os resíduos sólidos e para aterros; entretanto, um aspecto importante a se considerar é a possível criação de um mercado de carbono brasileiro, que poderá permitir a transação de créditos entre os setores regulados e com metas de redução. Tal esquema de transação está em estudo pelas autoridades e poderá resultar em mecanismos que já se concretizaram em outros países.

Para a previsão e estimativa da quantidade de metano produzida ao longo da vida útil de um aterro, existem vários modelos. Geralmente, esses modelos acabam situando-se em quatro categorias distintas: de ordem zero, de primeira ordem, multifásicos e de segunda ordem. Todos estes modelos requerem informações básicas para permitir uma estimativa do potencial de geração de biogás. A medida que o modelo vá se tornando mais preciso, parâmetros adicionais são requeridos.

Tipicamente, é necessário conhecer ao menos a quantidade de resíduos depositados, a composição e características dos resíduos e as condições ambientais da zona onde o aterro está localizado, por exemplo, temperatura e precipitação. Adicionalmente, conhecendo as condições de operação do aterro, é possível fazer alguns ajustes que permitirão obter resultados mais precisos na modelação.

Para realizar a estimativa de biogás nos diferentes locais de destinação final de resíduos e regiões do Brasil, foi selecionado o método do IPCC. A principal razão para a escolha deste método foi a disponibilidade de informações; além disso, este método é consistente com o método usado para realizar os inventários e as comunicações nacionais de emissões de GEE.

O horizonte de tempo selecionado para a modelação foi de 2009 a 2039. De acordo com os resultados obtidos, durante este período de 30 anos estima-se que a destinação de resíduos possa gerar cerca de 892 milhões de toneladas de CO₂ equivalente, o que representa uma média anual de 29,7 milhões de toneladas. A região Sudeste geraria cerca de 60% das emissões do país, seguida pela região Nordeste, com 18%. As regiões Centro-Oeste e Sul teriam geração de 8% cada uma, e a região Norte, 6%.

Examinando como estariam distribuídas as emissões de GEE dependendo do tipo de destinação final e por região, pode-se ressaltar que 69% das emissões em aterros sanitários ocorreriam em aterros localizados na região Sudeste e que a maior participação de emissões em lixões seria proveniente da Região Nordeste.

Baseado nos resultados da modelação e aplicando algumas hipóteses conservadoras para a geração de energia a partir do biogás de aterros, pode-se concluir que o Brasil, além dos projetos de MDL já registrados, possui um potencial energético adicional de cerca de 282 MW. Este valor é uma indicação preliminar, que pode variar dependendo das condições operacionais que se encontrarem nos aterros sanitários do país. Com toda certeza, o maior potencial está na Região Sudeste, com possibilidades de atingir uma capacidade instalada de até 170MW. A Região Nordeste conta com um potencial de 49MW e as Regiões Sul, Centro-Oeste e Norte capacidades similares de 23MW, 22MW e 18MW, respectivamente.

Finalmente, e a título de ilustração, ao final do documento são apresentados estudos de caso relacionados com a recuperação, queima e aproveitamento de biogás em três unidades de destinação de resíduos no Brasil. O objetivo principal, ao apresentar tais estudos, foi o de mostrar a forma como usualmente é avaliada a viabilidade deste tipo de projeto, os resultados e as conclusões obtidas em cada um destes casos.

1 Geração e destinação de resíduos sólidos no Brasil

Como ponto de partida para a elaboração do atlas de biogás, geração de energia e emissões de GEE no Brasil, é necessário conhecer o contexto do setor de resíduos sólidos urbanos (RSU) e sua destinação no país.

Com esse objetivo, foram usados os dados de referência mais recentes reportados pela ABRELPE no estudo “Panorama dos Resíduos Sólidos Brasil 2011”.

A ABRELPE é uma associação voltada à criação, à ampliação, ao desenvolvimento e ao fortalecimento do mercado de gestão de resíduos, em colaboração com os setores público e privado, em busca de condições adequadas à atuação das empresas e cuja visão é ser uma associação atuante na disseminação de novas técnicas, capaz de fomentar e universalizar a plena adequação do processo de gestão de resíduos sólidos no Brasil, posicionando-se como uma referência na excelência técnica em prol da sustentabilidade do meio ambiente.

As informações utilizadas nesta seção incluem a geração e o tipo de destinação final de resíduos nas diferentes regiões e estados do Brasil nos anos de 2010 e 2011.

Para o ano de 2011, estima-se que no Brasil foram geradas aproximadamente 198 mil toneladas por dia de resíduos sólidos urbanos, o que equivale a aproximadamente 62 milhões de toneladas no ano.

Do total de resíduos gerados, cerca de 90% são coletados, o que equivale a aproximadamente 180 mil toneladas por dia.

Dos resíduos coletados em 2011, 58% foram destinados a aterros sanitários, 24% em aterros controlados e 17% em lixões. Isto significa que cerca de 75 mil toneladas diárias ainda tem destinação inadequada, sendo encaminhadas para lixões ou aterros controlados, os quais não possuem o conjunto de sistemas e medidas necessários para proteção do meio ambiente contra danos e degradações. Apesar das determinações legais e dos esforços empreendidos, essa destinação inadequada de RSU está presente em todos os estados.

A seguir, são apresentados tabelas e gráficos que sintetizam o estado da geração, coleta e destinação de resíduos por região e por estado no país:

Tabela 1. RSU no Brasil: Geração, coleta e destinação final nos anos de 2010 e 2011

Região	Estado	RSU Coletados (t/d)				RSU Gerados (t/d)				Destinação Final dos RSU - 2010				Destinação Final dos RSU - 2011									
		2010		2011		2010		2011		%		Aterro controlado (t/d)		Lixão (t/d)		%		Aterro controlado (t/d)		Lixão (t/d)		%	
		2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	Aterro sanitário (t/d)	%	Aterro controlado (t/d)	%	Lixão (t/d)	%	Aterro sanitário (t/d)	%	Aterro controlado (t/d)	%	Lixão (t/d)	%	Aterro controlado (t/d)	%
Norte	Ace	415	465	516	557	220	53,0%	103	24,8%	92	22,2%	248	53,4%	114	24,5%	103	22,1%						
	Amapá	485	541	501	582	188	38,8%	149	30,7%	148	30,5%	213	39,4%	168	31,1%	160	29,5%						
	Amazonas	3.186	3.228	3.701	3.767	1.713	53,8%	741	23,2%	732	23,0%	1.769	54,8%	748	23,2%	711	22,0%						
	Pará	4.579	4.924	5.625	6.133	1.233	26,9%	1.657	36,2%	1.689	36,9%	1.346	27,3%	1.782	36,2%	1.796	36,5%						
	Roraima	880	984	1.181	1.192	58	6,6%	88	10,0%	734	83,4%	69	7,0%	107	10,9%	808	82,1%						
	Tocantins	274	306	328	352	28	10,2%	91	33,2%	155	56,6%	33	10,8%	101	33,0%	172	56,2%						
	Subtotal	10.623	11.360	12.920	13.668	3.694	34,8%	3.130	29,5%	3.799	35,9%	3.974	35,0%	3.357	29,5%	4.029	35,5%						
	Alagoas	2.180	2.233	2.891	2.729	67	3,1%	815	37,4%	1.298	59,5%	77	3,4%	855	38,3%	1.301	58,3%						
	Bahia	10.375	10.623	13.565	13.509	2.937	28,3%	3.760	36,2%	3.678	35,5%	3.269	30,8%	3.775	35,5%	3.579	33,7%						
	Ceará	6.794	6.998	8.735	9.011	3.003	44,2%	2.035	30,0%	1.756	25,8%	3.108	44,4%	2.114	30,2%	1.776	25,4%						
Nordeste	Maranhão	3.805	3.911	5.733	6.642	1.188	31,2%	1.274	33,5%	1.343	35,3%	1.234	31,5%	1.325	33,9%	1.352	34,6%						
	Paraná	2.601	2.660	3.215	3.324	773	29,7%	948	36,5%	880	33,8%	816	30,7%	978	36,8%	866	32,5%						
	Pernambuco	6.779	6.942	8.314	8.336	2.900	42,8%	2.016	29,7%	1.863	27,5%	2.992	43,1%	2.055	29,6%	1.895	27,3%						
	Piauí	1.903	1.947	3.335	2.998	916	48,1%	492	25,9%	495	26,0%	976	50,1%	502	25,8%	469	24,1%						
	Rio Grande do Norte	2.290	2.349	2.644	2.728	626	27,3%	869	38,0%	795	34,7%	650	27,7%	899	38,3%	800	34,0%						
	Sergipe	1.391	1.429	1.613	1.685	627	45,1%	397	28,5%	367	26,4%	661	46,3%	404	28,3%	364	25,4%						
	Subtotal	38.118	39.092	50.045	50.962	13.037	34,2%	12.606	33,1%	12.475	32,7%	13.783	35,3%	12.907	33,0%	12.402	31,7%						
	Distrito Federal	3.951	4.031	4.039	4.115	1.316	33,3%	1.976	50,0%	659	16,7%	1.367	33,9%	2.009	49,8%	655	16,3%						
	Goiás	5.540	5.758	6.162	6.274	1.587	28,6%	2.835	51,2%	1.118	20,2%	1.678	29,1%	2.941	51,1%	1.139	19,8%						
	Centro-Oeste	Mato Grosso	2.381	2.484	2.989	2.954	584	24,5%	932	39,2%	865	36,3%	623	25,1%	971	39,1%	890	35,8%					
Mato Grosso do Sul		2.095	2.176	2.349	2.481	540	25,8%	1.047	50,0%	508	24,2%	581	26,7%	1.077	49,5%	518	23,8%						
Subtotal		13.967	14.449	15.539	15.824	4.027	28,8%	6.790	48,6%	3.150	22,6%	4.249	29,4%	6.998	48,4%	3.202	22,2%						
Sudeste	Espírito Santo	2.507	2.655	2.891	2.928	1.582	63,1%	582	23,2%	343	13,7%	1.693	63,8%	608	22,9%	354	13,3%						
	Minas Gerais	14.986	15.737	17.036	17.445	9.457	63,1%	2.919	19,5%	2.610	17,4%	10.088	64,1%	2.988	19,0%	2.661	16,9%						
	Rio de Janeiro	20.024	20.305	20.465	20.913	13.434	67,1%	4.534	22,6%	2.056	10,3%	13.801	68,0%	4.468	22,0%	2.036	10,0%						
	São Paulo	54.650	55.214	55.742	56.007	41.642	76,2%	8.232	15,1%	4.776	8,7%	42.259	76,5%	8.228	14,9%	4.727	8,6%						
	Subtotal	92.167	93.911	96.134	97.293	66.115	71,7%	16.267	17,7%	9.785	10,6%	67.841	72,2%	16.292	17,4%	9.778	10,4%						
Sul	Paraná	7.450	7.672	8.206	8.401	5.151	69,1%	1.478	19,8%	821	11,0%	5.355	69,8%	1.501	19,6%	816	10,6%						
	Rio Grande do Sul	7.302	7.457	7.960	8.036	5.074	69,5%	1.283	17,6%	945	12,9%	5.224	70,0%	1.295	17,4%	938	12,6%						
	Santa Catarina	3.956	4.054	4.285	4.340	2.820	71,3%	677	17,1%	459	11,6%	2.909	71,8%	682	16,8%	463	11,4%						
Subtotal	18.708	19.183	20.451	20.777	13.045	69,7%	3.438	18,4%	2.225	11,9%	13.488	70,3%	3.478	18,1%	2.217	11,6%							
TOTAL	173.583	177.995	195.089	198.514	99.919	57,6%	42.231	24,3%	31.433	18,1%	103.304	58,0%	42.582	23,9%	31.629	17,8%							

Fonte: Elaboração própria da MGM a partir de dados da ABRELPE

De acordo com os dados disponíveis para 2011, a região Sudeste concentra cerca de metade dos resíduos gerados no país, ou seja, 97 mil toneladas por dia, o que representa 49% do total de resíduos. A segunda região em geração de resíduos é a região Nordeste, onde são geradas diariamente em torno de 50 mil toneladas de resíduos, 25% do total. Em seguida, as regiões Sul, Centro-Oeste e Norte geram entre 7 e 10% cada uma.

Os dados disponíveis mostram que as regiões Sudeste e Sul contam com uma porcentagem maior de resíduos depositados em aterros sanitários (respectivamente, 72 e 70% respectivamente) em comparação com as outras regiões, enquanto a região Norte conta com o maior índice de destinação em lixões (35%).

Conforme descrito em uma seção posterior, esta distribuição na destinação final dos RSU tem impacto direto sobre a geração de biogás.

Figura 1. RSU gerados e coletados em 2011 no Brasil por região

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ABRELPE, 2011

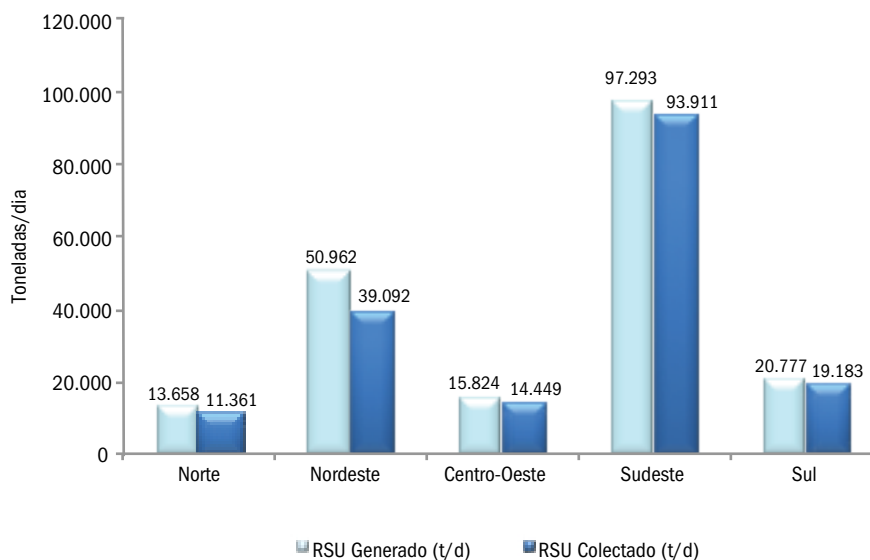


Figura 2. Distribuição da Quantidade de RSUs gerada e coletada por região – 2011

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ABRELPE, 2011

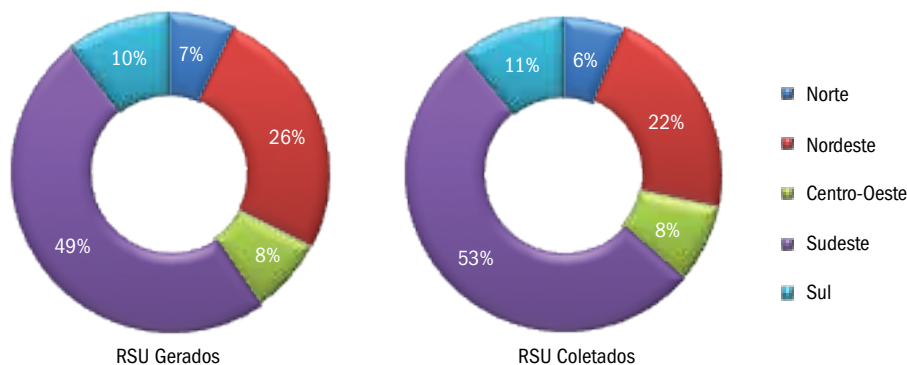
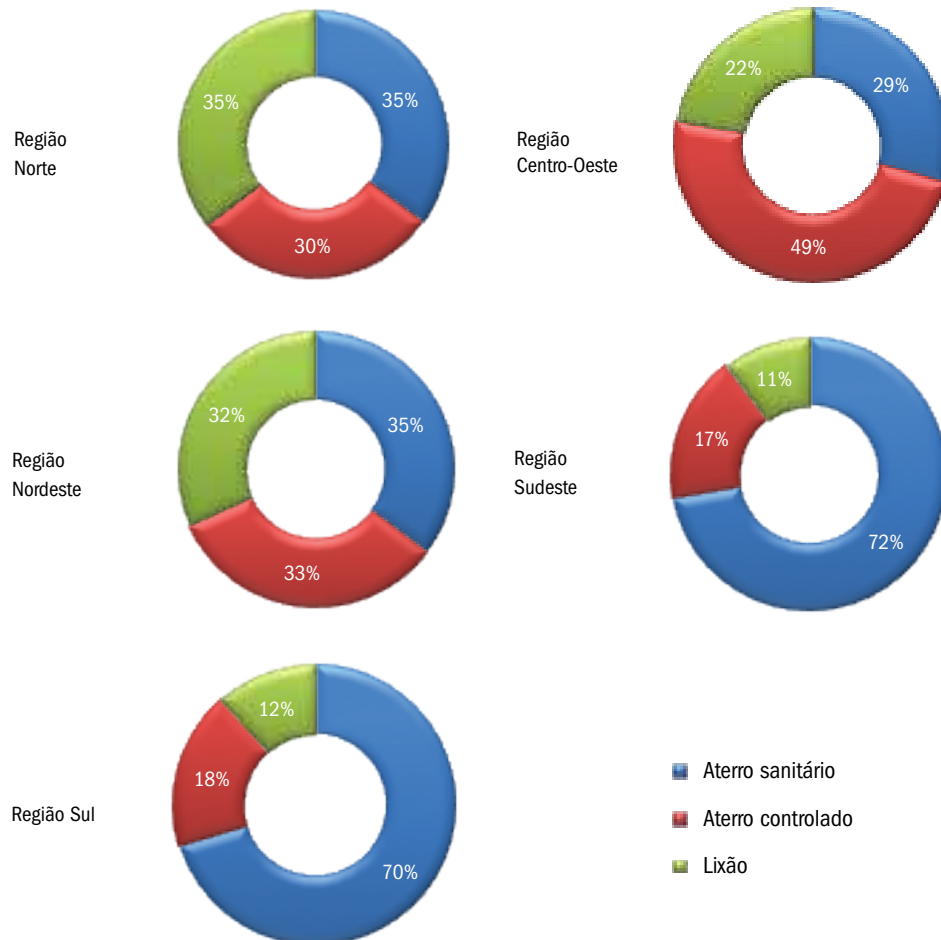


Figura 3. Destinação Final de RSU por região – 2011

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ABRELPE, 2011



1.1 Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS)

Sancionada em 02 de agosto de 2010, a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) é vista como um marco regulatório para o setor de resíduos no Brasil, já que contribui para a solução de problemas ambientais, sociais e econômicos. A PNRS traz princípios, diretrizes e metas a serem cumpridas pelos diversos atores que participam do ciclo de vida do produto.

Entre seus pontos relevantes, podemos destacar:

1. Encerramento dos Lixões e destinação final ambientalmente adequada dos rejeitos até 2014;
2. Elaboração dos planos municipais de resíduos sólidos com o objetivo de orientar municípios e cidadãos quanto ao manejo adequado dos resíduos;
3. Elaboração de acordos setoriais envolvendo toda a cadeia de geração e consumo, visando a implementação da responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida do produto.

Ao buscar uma melhor qualidade no tratamento dos resíduos, estimular a segregação e a correta destinação, priorizar a reciclagem de embalagens e gerar condições favoráveis para a criação de consórcios intermunicipais, a PNRS trás questões de cunho sustentável ao processo de resíduos e influencia diretamente o desenvolvimento de novas oportunidades para a implantação de projetos de captura de biogás em aterros, com a consequente geração de energia e redução de emissões de GEE.

Os prognósticos e oportunidades gerados pela PNRS se mostram bastante promissores, mesmo ao se considerar que o caminho ainda é longo e desafiador. Uma das principais barreiras deste processo já foi cumprida: a própria aprovação da PNRS após anos de tramitação. Resta agora trabalhar que após a publicação de seu decreto de regulamentação em 23 de dezembro de 2010, a sociedade se mobilize para que de fato a PNRS vire um instrumento efetivo de sustentabilidade para o país.

2 Mercado de carbono, histórico, evolução & tendências

2.1 Mudanças climáticas

O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (do inglês IPCC) define mudança climática como “qualquer mudança no clima ao longo do tempo, quer devido à variabilidade natural ou como resultado da atividade humana”. O mesmo concluiu que as mudanças climáticas impactam e aumentam a vulnerabilidade dos ecossistemas, recursos hídricos, segurança alimentar, assentamentos e sociedade, e saúde humana.

Ao contrário da poluição do ar local, tais como o “smog”¹ causado pela emissão de poluentes regulados (SO_x e NO_x, ozônio e material particulado), as mudanças climáticas são consideradas um problema ambiental global. Cientistas apontam para as temperaturas médias recordes (United States Global Change Research Program, 2012), enquanto que alguns analistas observam o aumento de eventos climáticos extremos.

O Protocolo de Quioto reconhece seis gases de efeito estufa: CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs e SF₆. Segundo site da BMF Bovespa (2012), o Protocolo de Quioto:

“É um acordo internacional patrocinado pela ONU, firmado em 1997 por 59 países, na cidade de Quioto, no Japão. O protocolo inscreve-se no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, tendo por objetivo reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) em nações industrializadas – por meio de metas que correspondem, em média, à redução de 5% sobre o montante emitido pelo país em 1990 – e estabelecer modelo de desenvolvimento limpo para os países emergentes”.

Além de reconhecer os gases de efeito estufa, o protocolo também agrupou os países participantes em dois grupos:

- **Anexo I** – Países industrializados comprometidos a alcançar os níveis de Carbono referentes a 5% abaixo do ano de 1990 no período de 2008 e 2012.

¹ A palavra “smog” reúne dois conceitos, smoke + fog, que em português se traduz como fumaça e neblina. O termo “smog” em inglês é usado para caracterizar as neblinas causadas por poluição do ar, as quais geralmente ocorrem em grandes cidades devido à fumaça dos carros e das indústrias.

- **Não Anexo I** – Grupo de países em desenvolvimento, entre eles o Brasil.

Para poder padronizar essa redução de GEE foi determinado o Potencial de Aquecimento Global dos gases emitidos, observar Tabela 2. Esse fator é uma medida de como uma determinada quantidade de gás do efeito estufa (GEE) contribui para o aquecimento global. Também é comumente identificado apenas pela sigla GWP (Global Warming Potential), em referência ao nome em inglês. O GWP é uma medida relativa que compara o gás em questão com a mesma quantidade de dióxido de carbono (cujo potencial é definido como 1).

O uso do GWP permite que as reduções de emissões de metano, óxido nitroso e outros compostos de alto GWP sejam denominados em “dióxido de carbono equivalente”. O equivalente em dióxido de carbono, ou CO₂ equivalente, ou ainda CO₂e, é a unidade de moeda de carbono, subsídios e compensações discutidas no restante deste relatório.

2.2 Os mercados de carbono

Com o objetivo de atender as metas estabelecidas pelo Protocolo de Quioto, os países da União Européia fizeram então um acordo para reduzir suas emissões de GEE. O Mercado resultante deste acordo tem o nome de Sistema de Comércio de Emissões da União Européia (EU ETS). Para isso também surgiram os mecanismos de flexibilização estabelecidos pelo Protocolo de Quioto para cumprimentos de suas metas que permitem importar reduções de projetos em países em desenvolvimento. O protocolo de Quioto estabelece que caso seja impossível atingir suas metas de redução de gases, esses países poderão comprar crédito de carbono de outras nações.

Tabela 2. Gases de efeito estufa e seus potenciais de aquecimento global considerados pelo IPCC e seus respectivos potenciais de aquecimento global

Fonte: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html

Gás	Potencial de Aquecimento Global (do inglês GWP)*	Fontes Típicas
CO ₂	1	Resíduos sólidos urbano, Combustão fóssil, Mudança no uso da terra, desmatamento e produção de cimento
CH ₄	21 (25)	Resíduos sólidos urbano, Agricultura (produção de arroz), aterros de lixo, manejo de animais e minas de carvão
N ₂ O	310 (298)	Produção e aplicação de fertilizantes e esgotos
PFCs	CF ₄ : 6,500 (7,390) C ₂ F ₆ : 9,200 (12,200)	Produção de alumínio
HFCs	HFC-23: 11,700 (14,800)	Refrigerantes
SF ₆	23,900 (22,800)	Transformadores elétricos, produção de magnésio

* O primeiro número apresentado corresponde aos valores reconhecidos pelo Protocolo de Quioto, e são baseados no Segundo Relatório de Avaliação do IPCC (SAR, 1995). Os valores entre parênteses são os valores mais recentes baseados no Quarto Relatório de Avaliação do IPCC (AR4, 2007).

2.3 Tipos de Mercado: Permissão de Emissões X Offsets

Os dois principais ativos negociados em mercados de carbono são as permissões de emissão da União Europeia (do inglês “European Union Allowances” – EUA) e os “offsets” ou compensações de carbono gerados a partir de projetos de redução de emissões de GEE.

Em um regime obrigatório que estabelece um limite de emissões e cria um sistema de permissão de comercialização (limite e negociação/*cap-and-trade*) internacional/nacional ou regional, as permissões de emissões são distribuídas às fontes emissores com o objetivo de permitir que essas emitam certa quantidade de tCO₂e por período. Se uma fonte emissora excede o limite de emissão definido pelas permissões de emissões, o emissor pode comprar permissões de emissões excedentes de outros participantes do mercado ou ainda pode comprar créditos compensações (também equivalentes a 1 tCO₂e) gerados pelos projetos de redução de emissões. Uma série de programas de “cap-and-trade” utilizam permissões de emissões e compensações para cumprir com suas metas regidas pelo Protocolo de Quioto ou por regulamentações nacionais.

2.3.1 Permissões de Emissão

As permissões de emissão, que são criadas por agências do governo, são distribuídas aos participantes no mercado. Estas operações iniciais criam o mercado primário de permissões de emissão. Os governos podem distribuir licenças de diversas maneiras distintas. É possível vender as suas licenças por meio de um leilão ou a um preço fixo. Os governos podem também fornecer as permissões de emissão por meio de uma distribuição gratuita, uma “repartição”. Além disso, os governos podem empregar uma abordagem híbrida, utilizando a alocação e oferecendo preço fixo ou preços variáveis, por meio de leilão para distribuir as permissões de emissão.

2.3.2 Offsets

Os “offsets”, ou compensações de gases de efeito estufa, geradas a partir de projetos de redução de emissões, são muitas vezes vendidos antes da emissão de crédito via operações de mercado, no qual o dono do projeto decide vender créditos de carbono gerados a partir do projeto diretamente, por meio de um contrato direto com o comprador. As compensações negociadas por meio destas operações são tipicamente vendidas a um preço mais baixo devido aos riscos associados com o volume a ser ainda gerado pelo projeto e devido à incerteza do preço do crédito no momento de sua obtenção. Uma vez que esses “offsets” são realmente emitidos, eles podem ser comercializados como uma mercadoria genérica nos mercados secundários.

Com relação à estrutura da transação, permissões de emissão e compensações de carbono são vendidas nos mercados futuros e “spot”. A negociação secundária ocorre por meio de dois canais principais: intercâmbios multilaterais e negociação direta entre as partes, com ou sem a mediação de terceiros, conhecida como negociação “over-the-counter” (OTC).

Dentre os participantes do mercado estão entidades regulamentadas que têm uma demanda natural de permissões de emissão e compensações como instrumentos para cumprimento das metas, corretores ou

“brokers”, os criadores de mercado ou revendedores, e outros participantes de capital privado, que podem negociar por conta própria para obter lucro.

2.4 Mercados Voluntários x Regulados

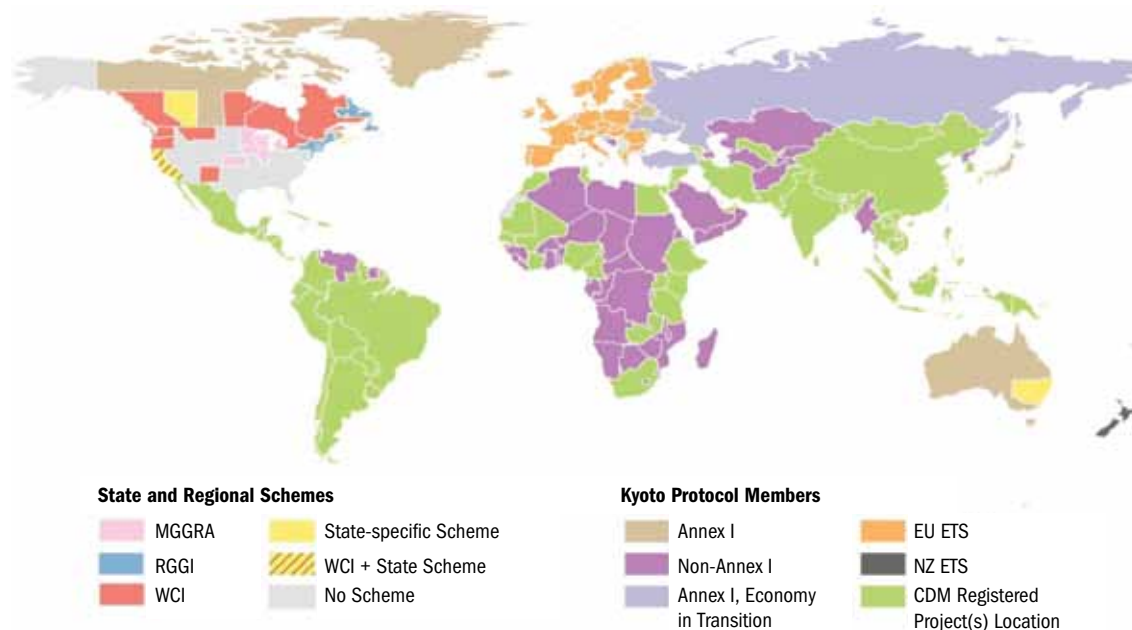
“Existem dois tipos de mercados de Carbono. O primeiro é aquele gerado por exigências de cumprimento, ou seja, um mercado regulado, no qual as transações decorrem de alguma restrição normativa no âmbito internacional, regional, nacional ou local. O segundo é o mercado voluntário, no qual a transação responde a uma livre decisão do comprador. Em alguns casos os mercados voluntários nascem na expectativa de antecipar mercados regulados que demoram a ser negociados ou apresentam fortes restrições que limitam o acesso a eles, ou pela expectativa de investidores que desejam adquirir créditos baratos na previsão de preços superiores no futuro, ou ainda para atender a políticas de reputação por parte de determinadas empresas” (SMERALDI, 2009).

2.4.1 Mercado Regulado

O Sistema de Comércio de Emissões da União Européia (EU ETS) é o maior mercado de carbono regulado no mundo, como mostra a Tabela 3 e conforme exibido em laranja abaixo na Figura 4. O EU ETS inclui 27 países e permite a importação de reduções de emissões obtidas de projetos desenvolvidos em países não Anexo I para cumprir com as metas de redução de emissões nacionais estabelecidas para os países integrantes da União Européia.

Figura 4. Mercados Regulatórios e Voluntários de Emissões por Região

Fonte: UNFCCC, WCI, RGGI homepage; criado por Molly Peters-Stanley para Ecosystem Market Place and Bloomberg. New Energy Finance, 2010, 2010



O Protocolo de Quioto abrange três mecanismos de flexibilização regulados: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), a Implementação Conjunta (IC) e o Comércio de Emissões. Destes, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) é a maior fonte de projetos de compensação de emissão de gases de efeito estufa, como mostrado na Tabela 3. Os países que acolhem projetos de MDL registrados, onde certificados são emitidos para uma pessoa ou empresa que reduziu a sua emissão, as chamadas Reduções Certificadas de Emissões (RCE), são mostrados em verde, os países elegíveis para projetos de MDL, mas que neste momento não têm quaisquer projetos de MDL são mostrados em roxo. Já os países elegíveis para hospedar projetos de IC, ou seja, que possam produzir as Unidades de Redução de Emissões (URE), são mostradas em cinza escuro.

Os Estados Unidos da América, país que não ratificou o Protocolo de Quioto, é anfitrião de vários mercados regionais, como o “Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI” e a “Western Climate Initiative – WCI”, assim como o sistema “cap-and-trade” da Califórnia, que começa oficialmente a operar em 2013 para as grandes unidades industriais e geradoras de energia. Várias províncias canadenses também devem participar da WCI.

A Tabela 3 demonstra a importância do mercado EU ETS para o comércio de emissões globais. Sendo o maior esquema de comércio de carbono regulado, o comércio na UE gira em torno de serviços públicos, industriais, bancos de investimento e empresas de comercialização de energia. Embora a maior parte da negociação no mercado regulado da UE está centrada nas operações em unidades de permissão de emissão (do inglês Emission Unit Allowance EUA), há também um mercado significativo para as operações de RCEs. O Japão também foi um grande comprador de RCEs e é uma importante fonte de demanda nos mercados primários. É importante notar que o Japão não tem, atualmente, um regime de comércio interno de carbono apesar de ter obrigações de redução de emissões sob o Protocolo de Quioto.

2.4.2 Mercado Voluntário

Além dos mercados estabelecidos acima mencionados, novos mercados voluntários continuam a surgir. Se mostrando cada vez mais sólido, o mercado voluntário de carbono começa a ultrapassar as fronteiras e se consolidar ao redor do mundo.

Tabela 3. Volumes Negociados, Mercado Global de Carbono – 2009 e 2010

Fonte: FOREST TRENDS, 2011

Mercado de Carbono	2009		2010	
	Volume (MtCO ₂)	Valor	Volume (MtCO ₂)	Valor
		(US\$ million)		(US\$ million)
EU ETS	5,510	\$105,746	5,529	\$106,024
MDL Primário	135	\$ 2,858	94	\$ 1,325
Total de Mercado Voluntário	98	\$ 415	131	\$ 424

O mercado voluntário surgiu há cerca de 20 anos, quando os primeiros projetos de compensação das emissões através da conservação florestal começaram a aparecer. Sempre houve muita crítica quanto a sua efetividade e quanto a permanência das reduções de emissão, relegando o espaço voluntário aos projetos mais “inovadores” que não encontravam espaço no mercado compulsório.

Com o passar dos anos os padrões foram se desenvolvendo em conjunto com registros privados para oferecer créditos com garantias mais credíveis e o mercado voluntário se tornou um ambiente mais “palatável” aos críticos. Até mesmo esquemas compulsórios como a programa de “cap-and-trade” da Califórnia, já reconhecem padrões do mercado voluntário.

Dentre as principais plataformas do mercado voluntário de carbono estão: “Verified Carbon Standard” (VCS – antes conhecido como “Voluntary Carbon Standard”, “Gold Standard” (GS), e “American Carbon Registry” (ACR). A Figura 5 a seguir apresenta as principais plataformas do mercado voluntário de carbono no e suas contribuições.

Outro exemplo de iniciativa voluntária acontece na China, onde cinco províncias e oito cidades foram identificadas como candidatas a inserção precoce no mercado de carbono voluntário. Entre estas cidades estão Tianjin, Chongqing, Shenzhen, Xiamen, Hangzhou, Nanchang, Guiyang, e Baoding.

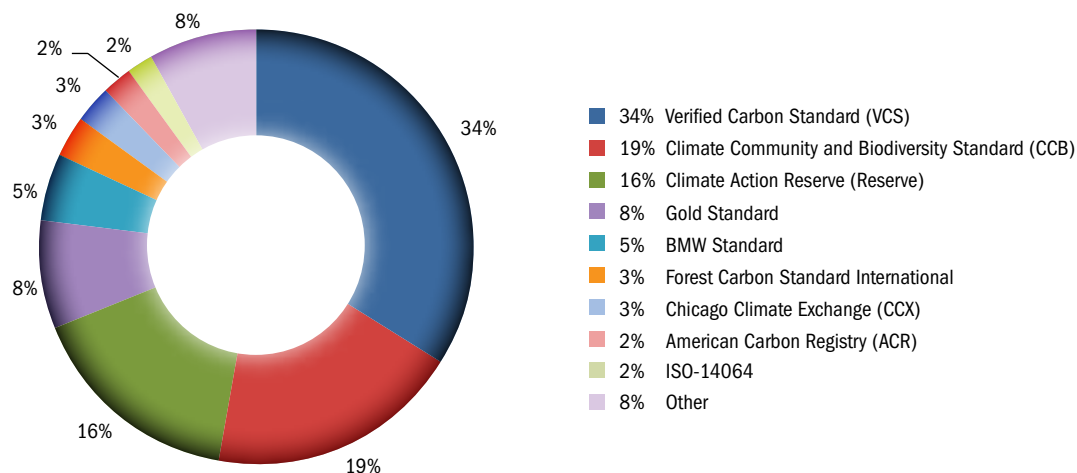
2.5 Acordos bilaterais: O caso Japonês

O Japão está propondo um novo esquema de compensação de carbono com o intuito de simplificar o processo estabelecido pela ONU para a aprovação de projetos MDL e tornar mais fácil aos países em desenvolvimento o acesso à tecnologia japonesa de energia limpa.

A idéia de propor este novo esquema de compensação surgiu das dificuldades que os promotores de projetos nos países em desenvolvimento enfrentam para registrar seus projetos de redução de emissões de GEE sob o MDL, devido principalmente à complexidade e vagarosidade deste sistema e as dificuldades das empresas japonesas de receber as reduções adquiridas para atingir suas metas de redução.

Figura 5. Os principais mercados voluntários de carbono e suas respectivas contribuições

Fonte: FOREST – TRENDS, 2011



Segundo um estudo realizado pelo Instituto de Estratégias Globais de Meio Ambiente do Japão (do inglês “Institute for Global Environmental Strategies – IGES”), atualmente existem grandes lacunas para melhorias no MDL e para promover reduções de emissões adicionais, bem como para auxiliar o desenvolvimento sustentável dos países em desenvolvimento.

Seguindo as linhas do estudo mencionado, a incerteza sobre se o projeto será registrado como um projeto de MDL e se as RCEs serão emitidas conforme o esperado consiste atualmente na principal barreira, a qual está impedindo potenciais investimentos em projetos que não seriam realizados sem o MDL. A origem da incerteza vem do “julgamento” realizado por diversas entidades diferentes. Particularmente, a defesa da adicionalidade e o cálculo de reduções de emissões são os dois temas mais polêmicos que precisam ser julgados individualmente por diferentes entidades.

Os mecanismos propostos pelo Japão para serem desenvolvidos sob acordos bilaterais serão bastante diferentes dos mecanismos existentes no âmbito do Protocolo de Quioto, e funcionarão fora dos planos da ONU, agilizando assim todo o processo. Os elementos-chave do novo mecanismo de compensação do Japão são:

1. Decisões rápidas e eficazes sob o processo bilateral;
2. Inclusão de uma gama mais ampla de tecnologias para a mitigação dos efeitos negativos das mudanças climáticas;
3. Criação de primeiros passos essenciais rumo a um regime global (METI, 2010);
4. Regras viáveis para a determinação da adicionalidade;
5. Uso adequado de métodos estatísticos para o monitoramento e verificação de reduções de emissões.

Por meio deste novo mecanismo, o governo japonês espera cumprir com parte da meta através de créditos a serem gerados pelos projetos desenvolvidos entre o Japão e o país parceiro. O projeto desenvolvido sob tal acordo poderá vender os créditos para o Japão ou usar parte dos créditos para satisfazer as suas próprias metas de redução de emissões, por exemplo, compromissos sob o “Acordo de Copenhague”.

Atualmente, a estrutura do programa bilateral está em construção, no entanto, já existem etapas fundamentais para o desenvolvimento de projetos de crédito de carbono. A primeira etapa na qual o governo japonês está trabalhando atualmente consiste na busca de oportunidades em países em desenvolvimento. Existem vários estudos de viabilidade que estão sendo realizados na Ásia e na América Latina, a fim de implementar projetos de reduções de emissões no âmbito de acordos bilaterais.

A validação para o registro, quantificação, reporte, verificação e certificação final dos créditos de carbono consistem em etapas semelhantes ao MDL, porém muito mais eficientes, incluindo metodologias simplificadas, aprovação de atividades retroativamente e processos mais rápidos. A Figura 6 mostra as etapas que terão de ser definidas e entidades que precisam ser designadas para desempenhar o papel-chave.

Figura 6. Estrutura Básica para o Novo Mecanismo de Offset sob os Acordos Bilaterais



2.6 Contexto pós-2012

Anualmente é realizado um encontro entre os países membros da Convenção Quadro das Nações Unidas (UNFCCC), a chamada Conferência das Partes (COP). Em 2011, a 17^a edição da COP foi realizada em Durban, onde os 194 países se reuniram para discutir o cenário das mudanças climáticas e as decisões pós-2012 (final da primeira fase estabelecida no Protocolo de Quioto).

Foram tomadas importantes decisões nas medidas de redução de emissões de GEE que acabaram por refletir na queda preço das RCEs. Dentre estas estão:

- Aprovação de um roteiro proposto pela UE para elaborar até 2015 um tratado global de redução de emissões (marco legal) para a ação contra a mudança climática;
- Aprovação do segundo período de compromisso de Quioto que terá início dia 01 de janeiro de 2013 e término em dezembro de 2017 ou dezembro de 2020, data final a ser decidida pelas partes no decorrer de 2012;
- Este acordo prevê a inclusão dos principais emissores de gases do efeito estufa e deve entrar em vigor em 2020, ele esta sendo estabelecido com regras diferentes do primeiro período de Quioto;
- Rússia, Japão e Canadá, como já haviam antecipado, decidiram não fazer parte do segundo período de compromisso de Quioto.

A saída desses três países diminui a confiabilidade do mercado regulado, já que são grandes potências econômicas que vão migrar para outros mercados de carbono. Além disso o segundo período do Protocolo de Quioto apresenta uma regulação diferente, que somada com a recessão econômica e a diminuição da demanda por créditos de carbono, resultando na queda dos preços das RCEs.

Dentro do cenário dos mercados de carbono podemos perceber as VERs² estão valendo o dobro das RCEs³ nos últimos 18 meses. Quase 90% das RCE foram negociadas a € 1,50, enquanto as VERs foram negociadas num valor entre 3,50 a 15,00 € (*Gold Standard certification*, o principal mercado voluntário). Esse valor varia de acordo ao tipo de projeto a ser desenvolvido⁴.

Segundo artigo da Reuters:

“As permissões de carbono da ONU, chamadas reduções certificadas de emissões (RCEs), perderam mais de 70% de seu valor no último ano por causa do contínuo excesso de oferta de permissões, da baixa demanda devido à recessão econômica global e de preocupações sobre as restrições no uso de RCEs em mercados de carbono de outros países” (CARBONO BRASIL, 2012).

Esse é um indicativo de que a oferta de Carbono esta sendo direcionada ao mercado voluntário que antes era visto como incompleto na parte de regulamentações e como um mercado incerto. Entretanto, ele tem se mostrado muito mais interessante para empresas que querem negociar seus créditos de Carbono e que tenham uma preocupação em publicar suas medidas ambientais, exemplo disso é o aumento de compradores desse mercado no Oriente Médio, aonde os países vem mostrando mais interesse em reportar suas emissões devido a ampla demanda de atividade petrolífera.

² Unidade de emissão de GEE que foi verificada por um auditor independente, geralmente designada a reduções de emissões do mercado voluntário.

³ Unidade de emissão de GEE emitida nos termos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do protocolo de Quioto.

⁴ Informação disponível em: <http://www.pointcarbon.com/news/1.2004453>

O crescimento do mercado voluntário é devido também a algumas restrições por parte do EU-ETS⁵, que definiu que as RCEs de projetos a serem aprovados depois de 31 de Dezembro de 2012 e que estejam localizados fora dos países menos desenvolvidos⁶, não terão os créditos comprados pelo EU-ETS a partir do ano de 2013. Muitos desses créditos poderão se encaminhar para o mercado voluntário. Essa é uma tendência que compromete o avanço do MDL em países do BRICS (Grupo de países em desenvolvimento compreendidos por Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul), uma vez que os investimentos oriundos do Mercado Europeu serão eliminados.

As companhias tendem a mudar para o mercado voluntário também pela possibilidade de corte de gastos, já que estes apresentam um preço atrativo e medidas mais simples para registro de projetos. Segundo o relatório do IETA (International Emissions Trading Association⁷) sobre o Mercado de GEE de 2012, vem ocorrendo o aumento de programas de emissões independentes, muitos sistemas nacionais estão emergindo, governos vem buscando mais ferramentas para desenvolver suas legislações e implementar sistemas de crédito de carbono, principalmente na América do Norte, Ásia e Austrália.

Além disso, o aumento de programas regulados de emissões na Califórnia, Quebec, Austrália, China e Coreia do Sul demonstram que a entrada para o mercado de emissões de Carbono continua sendo uma escolha política para redução de emissões ao redor do mundo.

2.7 Considerações sobre a legislação brasileira

No final de 2009, o Governo Brasileiro assumiu o compromisso nacional voluntário de implementar ações de mitigação, com vistas à redução das emissões nacionais na faixa de 36,1% a 38,9%, em relação à sua projeção para 2020. Tal compromisso foi consolidado na Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), sendo que no final de 2010, o Decreto nº 7.390, de 9 de dezembro, regulamentou a PNMC.

Boa parte da redução das emissões brasileiras estabeleceu-se do fim do desmatamento, principalmente na Amazônia. Neste contexto, dois Planos de Ação estão em curso, um para conter o desmatamento na Amazônia e outro no Cerrado, o segundo bioma mais ameaçado do País. Para a Amazônia, a meta brasileira é reduzir o desmatamento em 80% até 2020. No Cerrado, a meta é reduzir em 40%.

As metas são:

- Redução do desmatamento na Amazônia (extensão da redução estimada: 564 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Redução do desmatamento no cerrado (extensão da redução estimada: 104 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Restauração das áreas de pasto (extensão da redução estimada: 83 a 104 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Sistema integrado de safra-rebanho (extensão da redução estimada: 18 a 22 milhões de toneladas de carbono até 2020);

⁵ Primeiro Mercado de Carbono de amplas dimensões criado em 2005

⁶ A lista de países menos desenvolvidos encontra-se em: http://unfccc.int/resource/docs/publications/ldc_brochure2009.pdf

⁷ Relatório emitido em 2012.

- Plantio direto de lavouras (extensão da redução estimada: 16 a 20 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Fixação biológica de nitrogênio (extensão da redução estimada: 16 a 20 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Eficiência energética (extensão da redução estimada: 12 a 15 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Ampliação do uso de biodiesel (extensão da redução estimada: 48 a 60 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Ampliação do abastecimento de energia por usinas hidrelétricas (extensão da redução estimada: 79 a 99 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Fontes alternativas de energia (extensão da redução estimada: 26 a 33 milhões de toneladas de carbono até 2020);
- Setor siderúrgico (substituição do carvão oriundo de desmatamento por carvão proveniente de florestas plantadas. Extensão da redução estimada: 8 a 10 de toneladas de carbono até 2020).

Ao total, quatro planos setoriais já estão em fase de execução: o Plano de Ação para a Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal (PPCDAm), o Plano de Prevenção e Controle do Desmatamento do Cerrado (PPCerrado), e os Planos Setoriais de Energia e de Agricultura. Seis outros planos estão em fase final de aprovação e são eles: Siderurgia, Transporte, Mineração, Indústria, Saúde e Pesca e Aquicultura.

Não existe uma legislação brasileira específica que remeta diretamente a um plano de redução de emissões gases de efeito estufa (GEE) para os resíduos sólidos e para aterros. Contudo, vem sendo discutida uma possível aplicação dessa legislação para esse setor e novos segmentos poderão ser adotados a partir dos próximos anos, como os de recursos hídricos e de **resíduos sólidos**, entre outros.

Outro aspecto importante a se considerar é a possível criação de um mercado de carbono brasileiro, que poderá permitir a transação de créditos entre os setores regulados e com metas de redução. Tal esquema de transação está em estudo pelas autoridades e poderá refletir realidades que já se solidificaram em outros países

3

Projetos MDL: captura, queima e aproveitamento de biogás em aterros sanitários no Brasil

Esta seção apresenta uma análise dos projetos de captura, queima e aproveitamento de biogás no Brasil que aplicaram o MDL.

Os dados publicados nesta seção foram obtidos diretamente das informações públicas disponíveis no site da UNFCCC⁸ na internet e em outros sítios reconhecidamente dedicados a realizar análises estatísticas de projetos MDL, como o IGES⁹ e o CD4CDM do UNEP Risoe Centre¹⁰.

Antes de apresentar a análise de projetos MDL em aterros sanitários no Brasil, será apresentada uma breve contextualização do estado de projetos MDL a nível global.

Até esta data¹¹, 10.266 projetos foram formulados nos termos do MDL. Segue uma relação das etapas em que esses projetos encontram-se atualmente:

- 4.170 foram registrados;
- 135 encontram-se em fase de registro;
- 4.279 encontram-se em fase de validação;
- 57 foram retirados pelos proponentes do projeto;
- 222 foram reprovados pelo Conselho Executivo do MDL;
- 206 receberam um relatório de validação negativo;
- 1.197 tiveram sua Validação cancelada.

A China é o país com o maior número de projetos MDL registrados, com 48,9% do total dos projetos. O Brasil conta com 4,74% dos projetos registrados. A Figura 7 apresenta a participação percentual dos principais países com projetos MDL, tais como: Índia, Brasil, México, Vietnã, Malásia, Indonésia e uma categoria que agrupa os países restantes.

⁸ <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

⁹ <http://www.iges.or.jp/en/pub/index.html>

¹⁰ <http://cd4cdm.org/>

¹¹ 3 de junho de 2012

Quanto ao tipo e categoria dos projetos registrados, a maior parte está situada na categoria de energia em indústria, a qual inclui principalmente projetos de energias renováveis. Esta representa quase 70% do total de projetos MDL a nível global.

O setor de manejo e destinação de resíduos sólidos representa 13,02% do total de projetos MDL registrados (650 projetos). Isto inclui projetos de aterros, aproveitamento de resíduos (compostagem, incineração, gaseificação, RDF), manejo de esterco e águas residuais.

Figura 7. Projetos registrados por país anfitrião

Fonte: site da UNFCCC - <http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html>

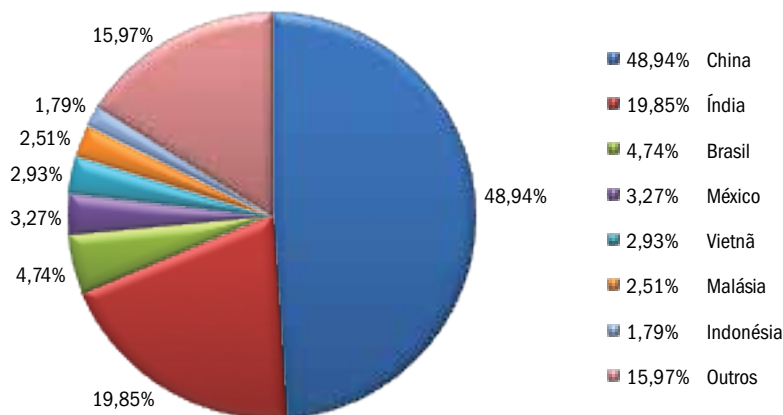
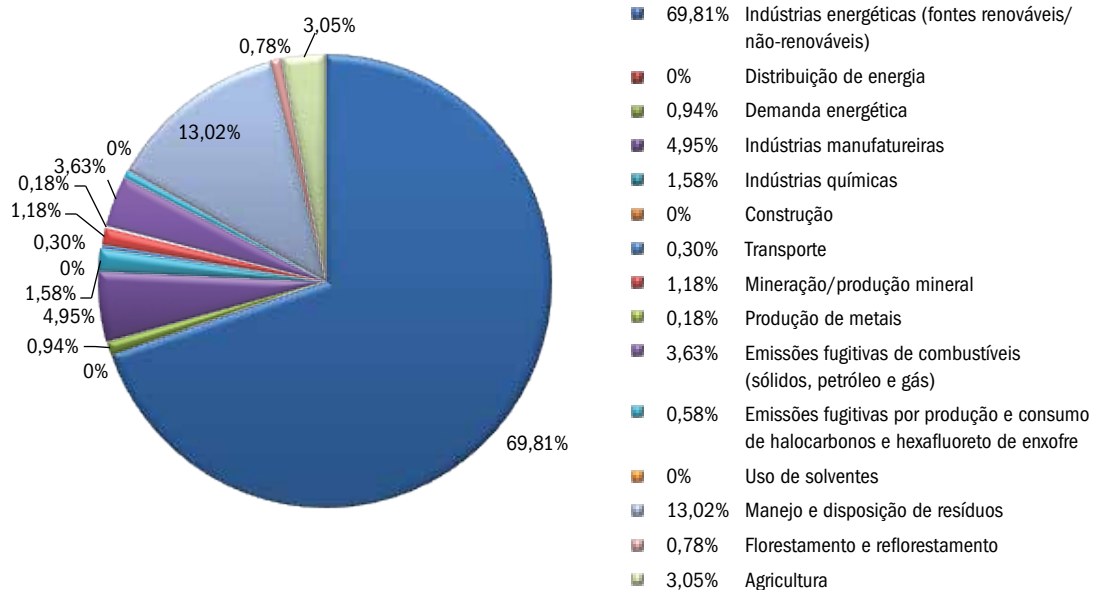


Figura 8. Distribuição de projetos MDL registrados por categoria

Fonte: site da UNFCCC - <http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html>



A Figura 8 apresenta uma distribuição dos projetos MDL registrados por categoria.

De acordo com a revisão e a investigação realizadas para o Brasil, foram identificados até a data de fechamento um total de 46 projetos MDL e um Programa de Atividades (PoA) dentro da categoria “13: manejo e destinação de resíduos” e da sub-categoria de aterros sanitários. Estes projetos se encontram em diferentes etapas do ciclo de um projeto MDL:

- 28 projetos registrados;
- 15 projetos em validação;
- 1 projeto retirado;
- 2 tiveram sua validação cancelada.

A Figura 9 mostra a quantidade de projetos MDL em aterros sanitários por região, onde fica evidente que a região Sudeste é a que conta com um maior número de projetos deste tipo, com um total de 33 projetos. Em seguida, vêm as regiões Nordeste, Sul e Norte com 7, 4 e 2 projetos, respectivamente. A região Centro-Oeste não possui nenhum projeto relatado.

A Figura 10 mostra a distribuição porcentual de projetos MDL por região.

O potencial de redução de emissões dos projetos de aterros no Brasil participantes do MDL sobe para **12,1** milhões de toneladas de CO₂ equivalentes por ano (tCO₂e), sendo que a região Sudeste responde por 8.603 ktCO₂e (71%). A Figura 11 mostra a estimativa do potencial de redução de emissões de GEE dos projetos MDL em desenvolvimento para cada região.

Conforme mencionado anteriormente, existem atualmente 28 projetos MDL em aterros sanitários no Brasil registrados perante a UNFCCC e que estão habilitados para gerar Reduções Certificadas de Emissões (RCE). A Figura 12 apresenta o número de projetos MDL registrados por região. A região Sudeste possui 18 projetos registrados (64% do total), enquanto as regiões Nordeste, Sul e Norte têm, respectivamente, 5, 3 e 2 projetos. A Figura 13 apresenta a distribuição porcentual de projetos MDL registrados por região.

Figura 9. Projetos MDL por região

Fonte: Elaboração própria da MGM, a partir de dados oficiais da UNFCCC

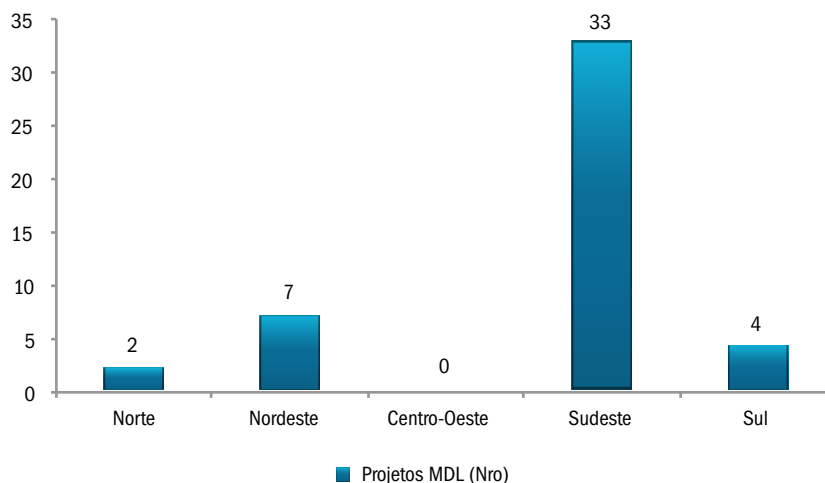


Figura 10. Distribuição de projetos MDL por Região

Fonte: Elaboração própria da MGM, a partir de dados oficiais da UNFCCC

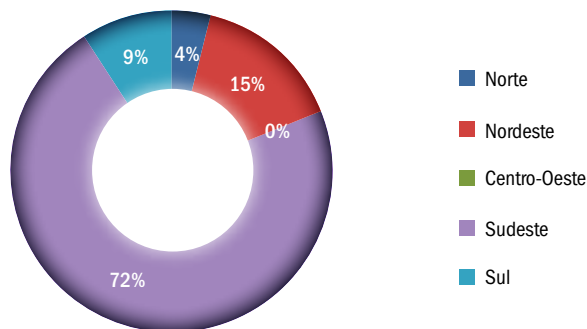


Figura 11. Potencial anual de redução de emissões de GEE de projetos MDL por região

Fonte: Elaboração própria da MGM, a partir de dados oficiais da UNFCCC

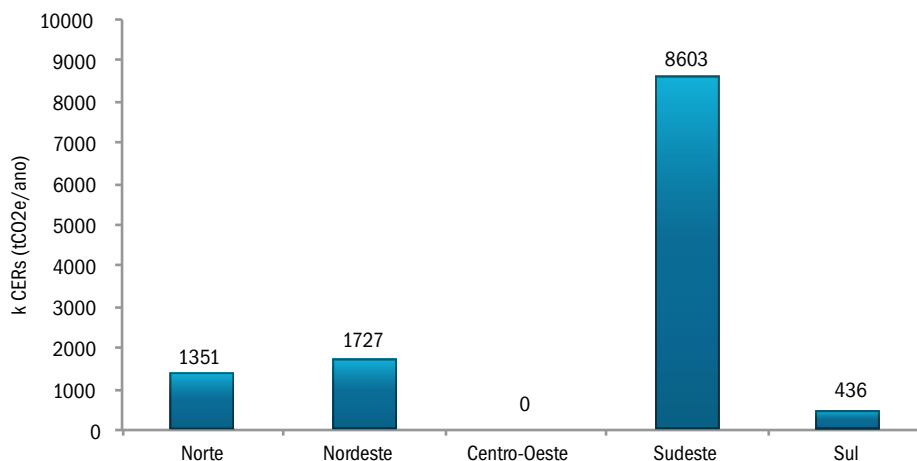


Figura 12. Projetos MDL registrados por região

Fonte: Elaboração própria da MGM, a partir de dados oficiais da UNFCCC

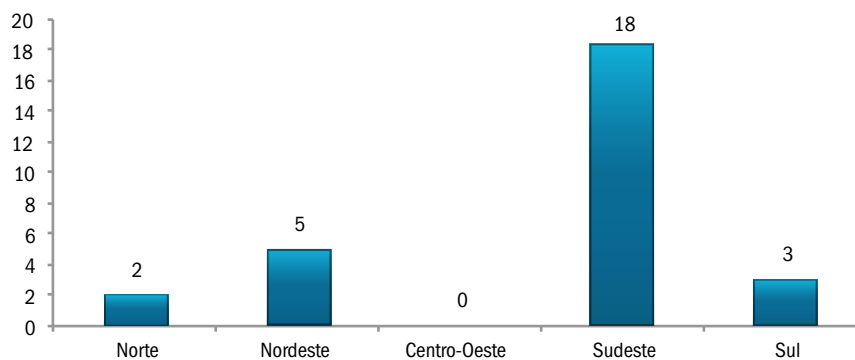
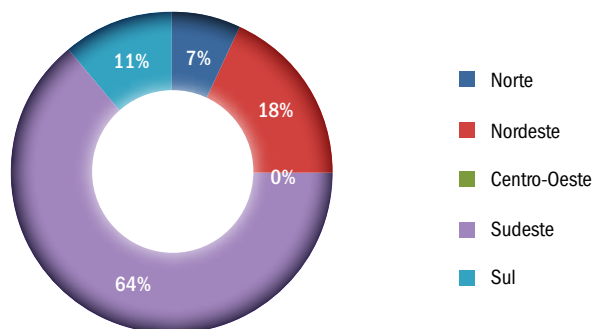
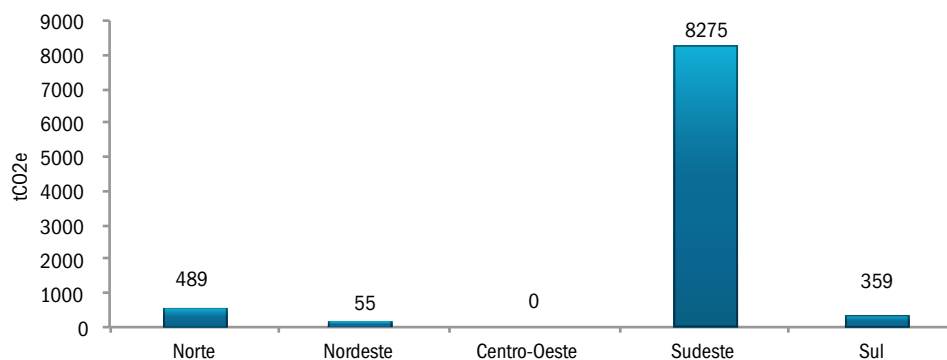


Figura 13. Distribuição de Projetos MDL registrados por região

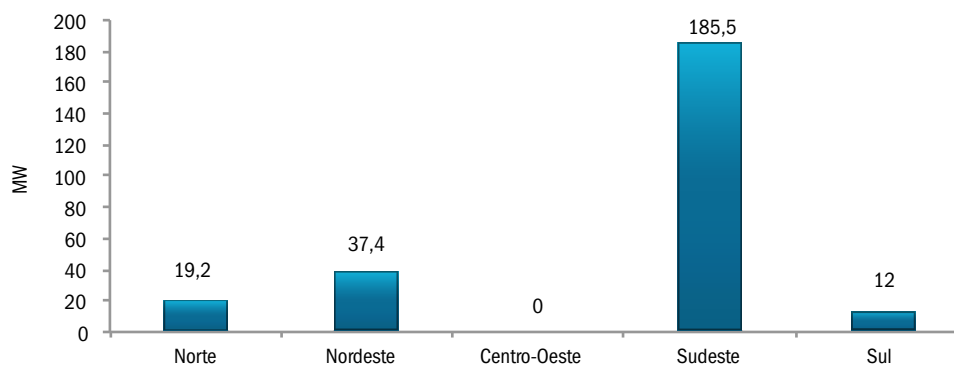
Fonte: Elaboração própria da MGM, a partir de dados oficiais da UNFCCC

**Figura 14.** RCE geradas por região

Fonte: Elaboração própria da MGM, a partir de dados oficiais da UNFCCC

**Figura 15.** Capacidade instalada declarada nos DCPs para a geração de eletricidade a partir do biogás

Fonte: Elaboração própria da MGM, a partir de dados oficiais da UNFCCC



Dos 28 projetos MDL registrados, 19 projetos geraram efetivamente os créditos de carbono (RCEs, representados em toneladas de CO₂ equivalente - tCO₂e), que até a data de fechamento somam aproximadamente **9,1 milhões** de toneladas de CO₂ equivalente. **90%** dos RCEs foram gerados na região Sudeste (8,2 milhões de tCO₂e). Em segundo lugar, encontra-se a região Norte com 0,48 milhões (5%). Em terceiro lugar, a região Sul, com 0,35 milhões (4%) e, finalmente a região Nordeste, com 0,05 milhões (1%). A região Centro-Oeste não gerou RCEs. A Figura 14 apresenta a quantidade de RCEs geradas por região até a data de fechamento.

Dos 46 projetos formulados nos termos do MDL, 21 incluem a geração de eletricidade a partir do biogás. Segundo os Documentos de Concepção de Projetos (DCPs), estes 21 projetos consideram uma capacidade instalada de **254 MW**. A Figura 15 apresenta a capacidade relatada para cada região.

3.1 Metodologias de MDL aprovadas e em aprovação para aterros sanitários

Para a formulação e o desenvolvimento de um projeto de acordo com o MDL, é necessário utilizar uma metodologia previamente aprovada pelo Painel de Metodologias (MP) e pelo Conselho Executivo do MDL (CE MDL).

Estas metodologias descrevem diferentes aspectos que devem ser considerados para demonstrar que o projeto se qualifica nos termos do MDL, como por exemplo, critérios de aplicabilidade da metodologia e adicionalidade. As metodologias também descrevem os procedimentos de cálculo que devem ser aplicados para estimar a redução de emissões de GEE do projeto, bem como os aspectos de monitoramento que garantam que os proponentes dos projetos quantifiquem efetivamente a redução de emissões.

Segundo as regras do MDL, existem duas categorias de metodologias no que tange ao porte dos projetos: 1) metodologias de grande escala e 2) metodologias de pequena escala.

Para o caso particular de projetos em aterros sanitários, a diferença entre as categorias de metodologias é definida pela quantidade de redução de emissões de GEE que podem ser geradas por uma atividade específica. Um projeto que gere menos de 60.000 tCO₂e/ano pode aplicar metodologias de pequena escala. Já um projeto com redução de emissões superiores a 60.000 tCO₂e/ano pode aplicar metodologias de grande escala.

De acordo com os procedimentos estabelecidos pelo Conselho Executivo do MDL, as metodologias usam a seguinte nomenclatura, seguidas de um número consecutivo:

AM####	=	Metodologia aprovada
ACM####	=	Metodologia consolidada aprovada
AMS-III.##	=	Metodologia de pequena escala aprovada

A seguir, será apresentada uma breve descrição das metodologias existentes para projetos de mitigação em aterros sanitários de acordo com o MDL.

3.1.1 Grande escala

ACM0001: Flaring or use of landfill gas – Versão 13.0.0

No início do MDL, as metodologias para aterros sanitários eram populares; diferentes proponentes de projetos lideraram o desenvolvimento de diferentes metodologias, cada uma com condições específicas, mas que em última instância, tinham um objetivo em comum: reduzir as emissões de GEE em aterros sanitários.

Da mesma forma, antes de existir a metodologia consolidada ACM0001, existiram outras metodologias de grande escala não mais vigentes atualmente, mas que foram aplicadas por alguns projetos no Brasil, sendo alguns:

- AM0002: Reduções de emissões de gases de efeito estufa através da captura e queima de gás de aterro onde a linha de base é estabelecida por um contrato de concessão pública (aprovada com base na proposta NM0004-rev: projeto de gás de aterro de Salvador da Bahia);
- AM0003: Análise financeira simplificada para projetos de captura de gás de aterro (aprovada com base na proposta NM0005: Projeto Nova Gerar de transformação de gás de aterro em energia);
- AM0010: Captura de gás de aterro sanitário e projetos de geração de eletricidade em que a captura de gás de aterro não é obrigatória por lei (aprovada com base na proposta NM0010-rev: Projeto Durban-landfill-gas-to-electricity)
- AM0011: Recuperação de gás de aterro com geração de eletricidade e sem captura ou destruição de metano no cenário da linha de base (aprovado com base na proposta NM0021: Cerupt methodology for landfill gas recovery);

A metodologia ACM0001 é a mais aplicada pelos projetos MDL de aterros sanitários no mundo e no Brasil. No Brasil, 36 projetos seguem esta metodologia, ou seja, 78% dos projetos neste setor.

Basicamente, de acordo com esta metodologia, o biogás recuperado pela atividade de projeto proposta pode ser queimado ou utilizado para gerar eletricidade, aproveitamento térmico ou purificação e injeção em uma rede de gás natural.

O cálculo da redução de emissões nos DCPs deve ser feito ex-ante. Para isto, a metodologia faz referência à ferramenta: “Emissions from solid waste disposal sites”¹². Esta ferramenta descreve o procedimento de cálculo das emissões em locais de destinação final. As condições e critérios exigidos por esta ferramenta serão apresentados em detalhes em uma seção posterior deste relatório.

De acordo com esta metodologia, também devem ser consideradas as emissões de projeto associadas pelo consumo de eletricidade e combustíveis fósseis atribuídos à implementação da atividade de projeto. Igualmente, no caso de queima do biogás em um flare, é necessário considerar as emissões associadas à eficiência de destruição do biogás no flare. Para isto existem ferramentas que devem ser utilizadas, as quais descrevem os procedimentos de cálculo e requerimentos de monitoramento para garantir que estas emissões sejam calculadas de maneira precisa. Estas ferramentas são:

- Ferramenta para calcular as emissões de projeto ou fugitivas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis;
- Ferramenta para cálculo a linha de base do projeto e/ou emissões fugitivas provenientes do consumo de eletricidade;
- Ferramenta para determinar as emissões do projeto provenientes da queima de gases que contêm metano;
- Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em uma corrente gasosa;
- As emissões provenientes da destinação de resíduos sólidos em aterros.

¹² http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-04-v6.0.1.pdf/history_view

A metodologia ACM0001 e suas ferramentas associadas estão disponíveis no seguinte site da UNFCCC:
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/EYUD9R1ZAUZ2XNZXD3HQH180K3VWIV>
A Figura 16 resume os aspectos básicos da metodologia ACM0001.

AM00069: Uso de metano biogênico como matéria-prima e combustível para produção de gás de rua – Versão 2.0

Esta metodologia de grande escala permite reclamar reduções de emissões tanto pela destruição de metano presente no biogás como pela substituição parcial ou total do uso de combustíveis fósseis como, por exemplo, gás natural por metano purificado proveniente do biogás.

Figura 16. Aspectos básicos da metodologia ACM0001

Fonte: Livroto de Metodologias do MDL

Projeto(s) típico(s)	Captura de gás de aterro (LFG) e posterior queima e/ou uso para produzir energia e/ou uso para atender consumidores através da rede de distribuição de gás natural.
Tipo de ação de mitigação das emissões de GEE	<p>Destruição dos GEE.</p> <p>Destruição de emissões de metano e deslocamento de um serviço mais intensivo em GEE.</p>
Condições importantes sob as quais a metodologia se aplica	<ul style="list-style-type: none"> • O gás de aterro capturado é queimado, e/ou; • O gás de aterro capturado é usado para produzir energia, e/ou; • O gás de aterro capturado é usado para atender consumidores através da rede de distribuição de gás natural
Parâmetros importantes	<p>Monitorados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Quantidade de gás de aterro capturada; • Fração de metano do gás de aterro; • Eficiência do flare (opcional) • Se aplicável: geração de eletricidade usando gás de aterro.
<p>CENÁRIO DA LINHA DE BASE</p> <p>O LFG do aterro é liberado na atmosfera</p>	<p>O diagrama mostra uma sequência de cinco ícones em caixas azuis: 1. Um ícone de lixeira rotulado 'Resíduo'. 2. Um ícone de um aterro rotulado 'Disposição'. 3. Um ícone de uma chama rotulado 'Gás aterroL'. 4. Um ícone de uma seta curvada apontando para cima rotulado 'liberação'. 5. Um ícone de três ondas rotulado 'CH4'. Linhas de seta conectam os ícones da esquerda para a direita.</p>
<p>CENÁRIO DE PROJETO</p> <p>O LFG do aterro é capturado e queimado; e/ou usado para produzir energia (ex.: eletricidade/energia térmica); e/ou usado para atender consumidores através da rede de distribuição de gás natural</p>	<p>O diagrama mostra uma sequência de ícones em caixas azuis: 1. Um ícone de lixeira rotulado 'Resíduo'. 2. Um ícone de um aterro rotulado 'Disposição'. 3. Um ícone de uma chama rotulado 'Gás aterro'. 4. Um ícone contendo uma chama e um símbolo 'e' rotulado 'Queima flare' e 'Energia'. 5. Um ícone de uma seta curvada apontando para cima rotulado 'Liberação', com um 'X' azul sobreposto. 6. Um ícone de três ondas rotulado 'CH4', também com um 'X' azul sobreposto. Linhas de seta conectam os ícones da esquerda para a direita. Uma seta adicional aponta do ícone 'Gás aterro' diretamente para o ícone 'Queima flare/Energia'.</p>

O biogás pode ser proveniente de aterros sanitários ou de centrais de tratamento de águas residuais.

Essa metodologia não é muito utilizada. De fato, apenas 2 projetos em todo o mundo a aplicaram, sendo um deles o projeto do Aterro de Gramacho, no Rio de Janeiro e o outro em Santiago do Chile. O projeto de Gramacho foi retirado e o do Chile figura como registrado em fevereiro de 2011.

A metodologia inclui uma série de condições para aplicabilidade que devem ser cumpridas para sua utilização.

A metodologia AM0069 e ferramentas a ela associadas estão disponíveis no seguinte site da UNFCCC:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/4ZGGL8ZWUVFS1EFF9N60CAHUXUJQ7T>

A Figura 17 resume os aspectos básicos da metodologia AM0069.

AM00083: Prevenção de emissões de gás de aterro sanitário por aeração *in-situ* dos aterros. Versão 1.0.1

Esta metodologia é relativamente nova e pouco utilizada. Diferentemente da ACM0001, em que o biogás gerado é capturado e destruído ou aproveitado, nesta metodologia o objetivo é evitar a geração do biogás. Isto é conseguido através de diferentes técnicas de ventilação no interior da massa de resíduos depositados no aterro, evitando assim a ocorrência de condições anaeróbicas e, por conseguinte, a geração de metano.

Assim como na metodologia ACM0001, a estimativa do potencial de mitigação deve ser realizada ex-ante, mediante o uso da ferramenta: “As emissões provenientes da destinação de resíduos sólidos em aterros”.

A metodologia AM0081 e as ferramentas a ela associadas estão disponíveis no seguinte site da UNFCCC:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/06975K2Y49702WJR8T4SULQQI173DV>

A Figura 18 resume os aspectos básicos da metodologia AM0083.

AM0093: Prevenção de emissões de gás de aterro sanitário por aeração passiva dos aterros. Versão 1.0.1

Em essência, esta metodologia é similar à anterior (AM0083), onde o objetivo é evitar a geração de biogás em aterros ou em células dentro de aterros que se encontrem enclausuradas, por meio da indução de aeração, evitando os processos anaeróbicos de degradação. A principal diferença é que, nesta metodologia (AM0093), a aeração é passiva, originando condições semi-aeróbicas. Para garantir essas condições, a metodologia inclui critérios sobre a configuração do sistema de aeração que devem ser cumpridos para assegurar que, através de um sistema de ventilação passiva, os processos anaeróbicos sejam evitados.

Atualmente, nenhum projeto MDL no mundo está registrado com a aplicação desta metodologia.

A metodologia AM0093 e as ferramentas a ela associadas estão disponíveis no seguinte site da UNFCCC:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/2GD08SZKUBS916SP75HRQT3DZ90H5D>

A Figura 19 resume os aspectos básicos da metodologia AM0093.

Figura 17. Aspectos básicos da metodologia AM0069

Fonte: Livro de Metodologias do MDL

<p>Projeto(s) típico(s)</p>	<p>Captura de biogás em uma usina de tratamento de efluentes ou aterro sanitário, e uso do biogás para substituir, total ou parcialmente, o gás natural ou outros combustíveis fósseis como matéria-prima para a produção de gás de rua.</p>
<p>Tipo de ação de mitigação das emissões de GEE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Destruição dos GEE; • Energia renovável; • Troca de matéria-prima. • Emissões de CH₄ evitadas e combustível fóssil substituído.
<p>Condições importantes sob as quais a metodologia se aplica</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Não há alteração na qualidade do gás de rua produzido; • A rede de consumidores e/ou distribuição de gás de rua está dentro dos limites do país anfitrião; • O biogás é capturado em um aterro sanitário ou usina de tratamento de efluentes já existente com um registro de ao menos três anos de liberação ou queima de biogás. O biogás continuaria a ser liberado ou queimado na ausência do projeto; • O projeto é implementado em uma fábrica de gás de rua já existente que utilizava apenas combustíveis fósseis, e não biogás, por pelo menos três anos antes do início do projeto.
<p>Parâmetros importantes</p>	<p>Monitorados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Quantidade e poder calorífico do gás de rua produzido. • Quantidade e poder calorífico do biogás e do combustível fóssil usado como matéria-prima.
<p>CENÁRIO DA LINHA DE BASE Liberação ou queima do biogás no próprio local em que é capturado e uso de combustível fóssil para a produção de gás de rua</p>	<p>O diagrama ilustra o cenário da linha de base. No topo, uma sequência de ícones mostra: Combustível fóssil → Gás de rua → Gás de rua → Queima → CO₂. Abaixo, dois ícones (Lagoa e Aterro) apontam para um ícone de Biogás. Este Biogás aponta para dois ícones (Liberação e Queima flare), que apontam para um ícone de GEE.</p>
<p>CENÁRIO DE PROJETO Captura de biogás de aterros sanitários e/ou usinas de tratamento de efluentes, e posterior uso para substituir o combustível fóssil</p>	<p>O diagrama ilustra o cenário de projeto. No topo, uma sequência de ícones mostra: Combustível fóssil → Gás de rua → Gás de rua → Queima → CO₂. Abaixo, dois ícones (Lagoa e Aterro) apontam para um ícone de Biogás. Este Biogás aponta para um ícone de Gás de rua. Este Gás de rua aponta para um ícone de Gás de rua. Este Gás de rua aponta para um ícone de Queima. Este Queima aponta para um ícone de CO₂. Abaixo, dois ícones (Lagoa e Aterro) apontam para um ícone de Biogás. Este Biogás aponta para um ícone de Liberação e Queima flare, que estão desativados (com uma X azul sobre eles). Este ícone desativado aponta para um ícone de GEE, que também está desativado (com uma X azul sobre ele).</p>

Figura 18. Aspectos básicos da metodologia AM0083

Fonte: Livreto de Metodologias do MDL

Projeto(s) típico(s)	Os resíduos no aterro são tratados de forma aeróbica no próprio local através de ventilação aérea (a descoberto) ou aeração de baixa pressão com o objetivo de evitar os processos de decomposição anaeróbica.
Tipo de ação de mitigação das emissões de GEE	Prevenção das emissões de GEE. O Projeto evita a emissão de CH ₄ de aterros.
Condições importantes sob as quais a metodologia se aplica	<ul style="list-style-type: none"> · As técnicas de aeração usadas são a ventilação aérea (a descoberto) ou a aeração de baixa pressão; · O tratamento dos resíduos no aterro se dá em aterros fechados ou em células fechadas do aterro; · Havendo regulamentações ambientais compulsórias que requeiram a coleta e a queima do gás de aterro, a taxa de conformidade correspondente fica abaixo de 50% no país anfitrião; · Tanto células fechadas de aterros em operação como de aterros fechados podem ser utilizadas, contanto que sejam fisicamente distintas das partes remanescentes do aterro.
Parâmetros importantes	Monitorados: <ul style="list-style-type: none"> · Quantidade de resíduos degradáveis dispostos no aterro; · Capacidade potencial de geração de metano; · Emissões liberadas e de superfície: volume e conteúdo de metano e óxido nitroso
CENÁRIO DA LINHA DE BASE Liberação total ou parcial do gás de aterro do aterro fechado ou da célula de aterro fechada	<p>O diagrama mostra uma sequência de quatro ícones em caixas azuis: 1. Um ícone de um aterro sanitário rotulado 'Aterro'. 2. Um ícone de uma chama rotulado 'Gás Aterro'. 3. Um ícone de uma seta curvada apontando para cima rotulado 'Liberação'. 4. Um ícone de três ondas rotulado 'CH₄'.</p>
CENÁRIO DE PROJETO Aeração <i>in-situ</i> do aterro fechado ou da célula de aterro fechada para reduzir emissões de GEE	<p>O diagrama mostra uma sequência de cinco ícones em caixas azuis: 1. Um ícone de uma onda rotulado 'Ar'. 2. Um ícone de um aterro sanitário rotulado 'Aterro'. 3. Um ícone de uma chama rotulado 'Gás Aterro' com um 'X' azul sobre ele. 4. Um ícone de uma seta curvada apontando para cima rotulado 'liberação' com um 'X' azul sobre ele. 5. Um ícone de três ondas rotulado 'CH₄' com um 'X' azul sobre ele.</p>

3.1.2 Pequena escala

AMS-III.G: Recuperação de metano em aterros – Versão 7.0

Esta metodologia de pequena escala possui estrutura similar à da metodologia de grande escala ACM0001. Seu foco está nas atividades de projeto que capturam o biogás em aterros sanitários. Por esta metodologia, é possível apresentar qualquer das seguintes ações:

- Queima de biogás;
- Aproveitamento: geração de eletricidade, aproveitamento térmico e purificação para posterior uso do biogás;
- Produção de hidrogênio;
- Uso como combustível no transporte.

Dependendo do tipo de medida de aproveitamento do biogás que se queira implementar, outras metodologias de pequena escala podem ser aplicadas para desenvolver o componente de redução de emissões associado.

Depois da metodologia de grande escala, a AMS-III.G é a mais utilizada para projetos em aterros sanitários. Existem 28 projetos registrados no mundo aplicando esta metodologia.

Figura 19. Aspectos básicos da metodologia AM0093

Fonte: Livreto de Metodologias do MDL

Projeto(s) típico(s)	Os resíduos no aterro são tratados de forma aeróbica no próprio local através de ventilação aérea (a descoberto) ou aeração de baixa pressão com o objetivo de evitar os processos de decomposição anaeróbica.
Tipo de ação de mitigação das emissões de GEE	Prevenção das emissões de GEE. O Projeto evita a emissão de CH ₄ de aterros.
Condições importantes sob as quais a metodologia se aplica	<ul style="list-style-type: none"> · As técnicas de aeração usadas são a ventilação aérea (a descoberto) ou a aeração de baixa pressão; · O tratamento dos resíduos no aterro se dá em aterros fechados ou em células fechadas do aterro; · Havendo regulamentações ambientais compulsórias que requeiram a coleta e a queima do gás de aterro, a taxa de conformidade correspondente fica abaixo de 50% no país anfitrião; · Tanto células fechadas de aterros em operação como de aterros fechados podem ser utilizadas, contanto que sejam fisicamente distintas das partes remanescentes do aterro.
Parâmetros importantes	<p>Monitorados:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Quantidade de resíduos degradáveis dispostos no aterro; · Capacidade potencial de geração de metano; · Emissões liberadas e de superfície: volume e conteúdo de metano e óxido nitroso
CENÁRIO DA LINHA DE BASE Liberação total ou parcial do gás de aterro do aterro fechado ou da célula de aterro fechada	<p>O diagrama mostra uma sequência de quatro ícones em caixas azuis: 1. Um ícone de um aterro com o rótulo 'Aterro'. 2. Um ícone de uma chama com o rótulo 'Gás Aterro'. 3. Um ícone de uma seta curvada apontando para cima com o rótulo 'Liberação'. 4. Um ícone de três ondas com o rótulo 'CH₄'.</p>
CENÁRIO DE PROJETO Aeração <i>in-situ</i> do aterro fechado ou da célula de aterro fechada para reduzir emissões de GEE	<p>O diagrama mostra uma sequência de cinco ícones em caixas azuis: 1. Um ícone de uma onda com o rótulo 'Ar'. 2. Um ícone de um aterro com o rótulo 'Aterro'. 3. Um ícone de uma chama com o rótulo 'Gás Aterro' que está cancelado com uma 'X' vermelha. 4. Um ícone de uma seta curvada apontando para cima com o rótulo 'Liberação' que está cancelado com uma 'X' vermelha. 5. Um ícone de três ondas com o rótulo 'CH₄' que está cancelado com uma 'X' vermelha.</p>

A metodologia AMS-III.G e as ferramentas a ela associadas estão disponíveis no seguinte site da UNFCCC:
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/XMQI6LMZWBP5IIXZFZU71T9EFV30BM>

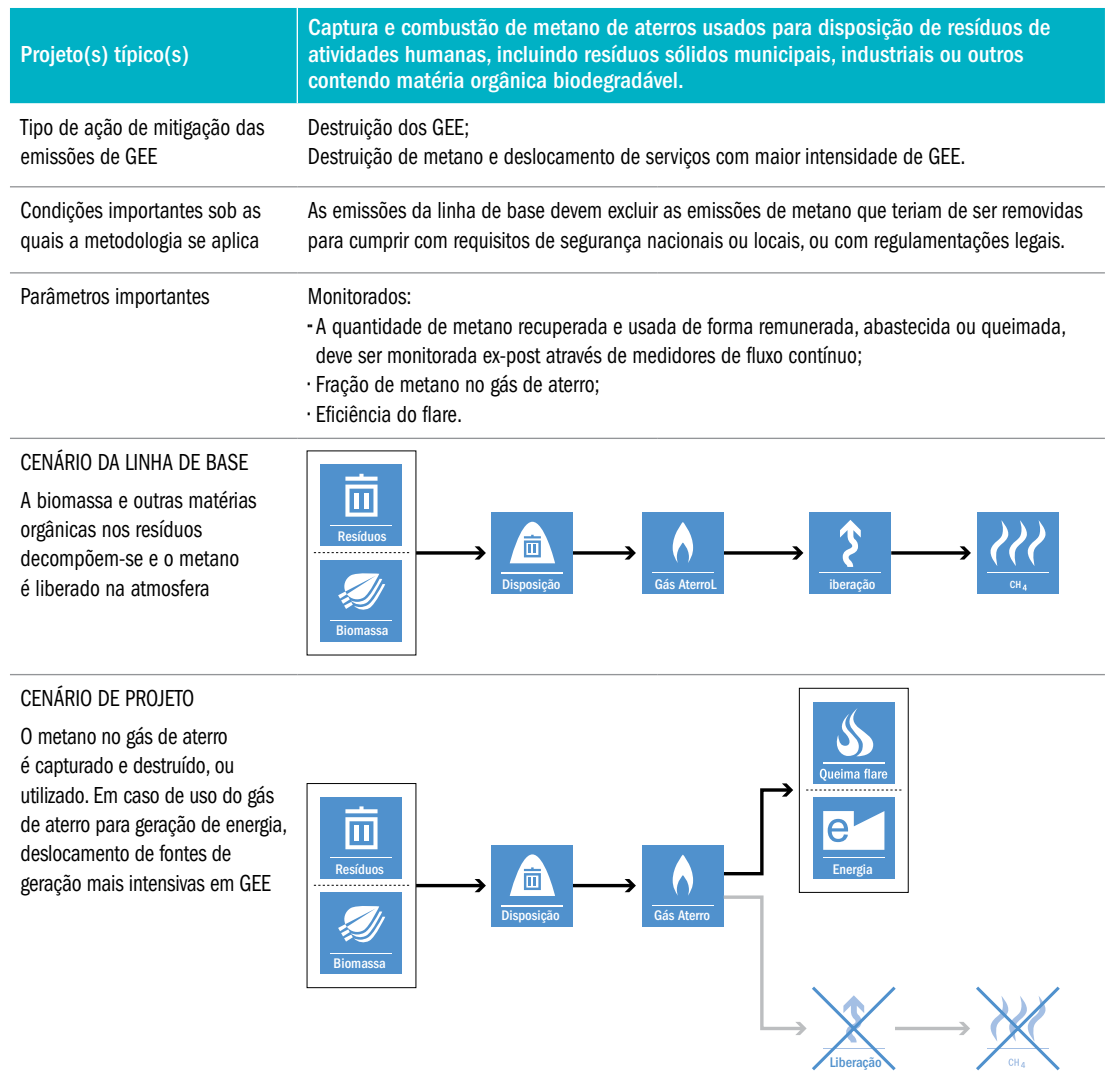
A Figura 20 resume os aspectos básicos da metodologia AMS-III.G.

AMS-III.AX: Camada de Oxidação de Metano (MOL) em locais de destinação de resíduos sólidos – Versão 1.0.

Esta metodologia é aplicável em atividades de projeto que envolvam a construção de uma Camada de Oxidação de Metano (em inglês, MOL) no topo de locais de destinação final de resíduos onde hajam emissões com baixa concentração de metano na superfície. O propósito é evitar a emissão de metano através de oxidação biológica na MOL.

Figura 20. Aspectos básicos da metodologia AMS-III.G

Fonte: Livreto de Metodologias do MDL



Esta metodologia foi desenvolvida para os casos em que a captura e o tratamento do biogás, devido a uma baixa concentração, não seja uma medida atrativa.

Esta metodologia somente se aplica a locais enclausurados que não estejam mais recebendo resíduos.

Atualmente, não existe nenhum projeto registrado aplicando esta metodologia.

A metodologia AMS-III.AX e as ferramentas a ela associadas estão disponíveis no seguinte site da UNFCCC:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/A126YTVRWJZ1NR6CFYOA2GY0XUST5Y>

A Figura 21 resume os aspectos básicos da metodologia AMS-III.AX.

Figura 21. Aspectos básicos da metodologia AMS-III.AX

Fonte: Livroto de Metodologias do MDL

Projeto(s) típico(s)	Atividades de projetos envolvendo a construção de uma camada de oxidação de metano (MOL) no topo de um local de disposição de resíduos sólidos municipais (SWDS) para evitar a liberação de metano através da oxidação biológica na MOL.
Tipo de ação de mitigação das emissões de GEE	Destruição dos GEE; Prevenção das emissões de metano de locais de disposição de resíduos sólidos.
Condições importantes sob as quais a metodologia se aplica	<ul style="list-style-type: none"> · Aplicável onde a coleta e o tratamento do gás de aterro não se aplicam devido à baixa concentração do gás (menos de $4 \text{ L CH}_4 \cdot \text{m}^{-2}\cdot\text{h}^{-1}$) ou por outras razões; · Não é aplicável em SWDS que tenham um sistema de extração de gás ativo ou que ainda estejam recebendo resíduos para disposição ou onde uma MOL seja exigida por regulamentação legal.
Parâmetros importantes	<p>Monitorados:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Parâmetros relacionados à qualidade do material de oxidação do metano, como TOC, amônio e nitrito, devem ser analisados; · Parâmetros relacionados às propriedades de construção da MOL, tais como espessura da MOL e camada de distribuição de gás/camada de equilíbrio durante a aplicação; · Parâmetros relacionados ao desempenho da oxidação do metano, tais como, fração do volume de metano medido no centro da camada de distribuição.
<p>CENÁRIO DA LINHA DE BASE</p> <p>A biomassa e outras matérias orgânicas nos resíduos decompõem-se e o metano é liberado na atmosfera</p>	<pre> graph LR A[Resíduos] --> B[Disposição] C[Biomassa] --> B B --> D[Gás Aterro] D --> E[Liberação] E --> F[CH4] </pre>
<p>CENÁRIO DE PROJETO</p> <p>O metano que seria liberado oxida na MOL</p>	<pre> graph TD A[Resíduos] --> B[Disposição] C[Biomassa] --> B B --> D[Gás Aterro] D --> E[Liberação] E --> F[CH4] G[Atualiz.] --> B </pre>

3.2 Projetos de MDL desenvolvidos no Brasil com queima de biogás

Nesta seção, é apresentada uma análise dos projetos de MDL no Brasil que consideram a captura e queima do biogás.

No total, estão reportados 23 projetos no Brasil que consideram a captura e queima do biogás recuperado, o que representa cerca de 50% dos projetos MDL do país. A maior parte dos projetos está situada na região Sudeste (15 ao todo), com 65% do total. Em segundo lugar está a região Sul, com 4 projetos (18%); em terceiro lugar está a região Nordeste com 3 projetos (16%) e, finalmente, a região Norte, com um único projeto (4%). Não existem projetos registrados na região Centro-Oeste.

A Figura 22 e a Figura 23 apresentam o número e a distribuição, por região, dos projetos MDL dedicados exclusivamente à queima do biogás.

Figura 22. Projetos MDL queima de biogás por região

Fonte: Elaboração própria da MGM

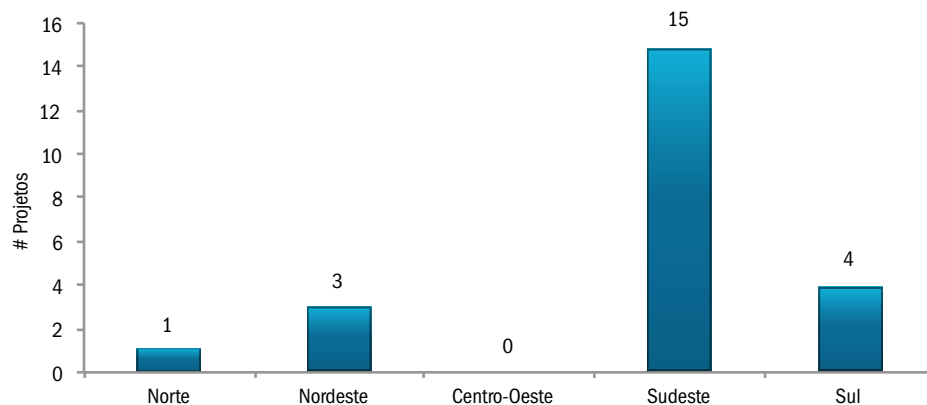


Figura 23. Distribuição de Projetos MDL com queima de biogás por região

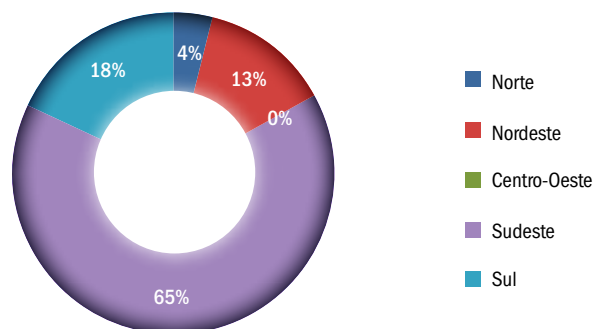


Tabela 4. Lista dos Projetos de MDL desenvolvidos no Brasil com queima de biogás

Região	Estado	Ref# (UNFCCC)	Título	Status	Metodologia	
Norte	Pará	888	Projeto de Gás de Aterro Aurá	Registrado	ACM1	
Nordeste	Bahia	52	Projeto de Gerenciamento de Gás de Aterro de Salvador da Bahia	Registrado	AM2	
	Bahia	893	Projeto de Gás de Aterro Canabrava	Registrado	ACM1	
	Paraíba	1165	PROBIOGAS-JP - Projeto de Gás de Aterro João Pessoa	Registrado	ACM1+ACM2	
Sudeste	Espírito Santo	1491	Projeto de redução de emissões no aterro CTRW	Registrado	ACM1	
	Rio de Janeiro	4657	Projeto de Gás de Aterro Itaoca	Registrado	ACM1	
	São Paulo	NA		Projeto de Gás de Aterro Marília/Araúna	Validação encerrada	ACM1
		27		Projeto de Recuperação de Gás de Aterro Onyx - Tremembé, Brasil	Registrado	AM11
		165		Projeto de Gás de Aterro ESTRE em Paulínia (EPLGP)	Registrado	AM3
		171		Redução de emissões de gás de aterro Caieiras	Registrado	ACM1
		226		Projeto de Gás de Aterro Anaconda	Registrado	ACM1
		912		Projeto de Gás de Aterro Quitaúna (QLGP)	Registrado	ACM1
		1133		Projeto de Gás de Aterro Terrestre Ambiental	Registrado	ACM1+ACM2
		1134		Projeto de Gás de Aterro ESTRE Pedreira	Registrado	ACM1+ACM2
		1179		Projeto de Gás de Aterro Embralixo/Araúna - Bragança	Registrado	ACM1+ACM2
		1247		URBAM/ARAUNA - Projeto de Gás de Aterro (UALGP)	Registrado	ACM1
		1636		Projeto de captura de gás de aterro Alto Tietê	Registrado	ACM1
		NA		Projeto de Aterro CGR Guatapará	Em validação	ACM1
		NA		Projeto de Gás de Aterro CTL	Em validação	ACM1
NA		Projeto MDL ENGEPE & BEGREEN na UTGR - Jambeiro	Em validação	ACM1		
Sul	Rio Grande do Sul	648	Projeto de Gás de Aterro Central de Resíduos do Recreio (CRRLGP)	Registrado	ACM1	
	Santa Catarina	NA	Queima de Metano no Aterro Laguna	Substituído na validação	ACM1	
		1506	Projeto de Captura e Queima de Gás de Aterro Proactiva Tijuquinhas	Registrado	ACM1	
		1908	SANTECH - Saneamento & Tecnologia Ambiental Ltda. - Atividade do Projeto SANTEC de redução de emissões de gás de aterro	Registrado	ACM1	

A Tabela 4 apresenta uma lista de projetos por região e por estado. Adicionalmente, estão inclusos o nome específico do projeto, o status do projeto dentro do ciclo MDL e a metodologia aplicada.

3.2.1 Projetos de MDL no Brasil com aproveitamento energético e/ou geração de energia

Dos 46 projetos de MDL no setor de resíduos sólidos e aterros no Brasil, 23 incluem o aproveitamento energético do biogás, ou seja, 50% dos projetos. Destes, 22 incluem geração de eletricidade e somente 1 considerava a purificação do biogás para posteriormente injetá-lo em uma rede de gás natural. Contudo, este último projeto foi retirado pelos proponentes do projeto.

No total, a capacidade instalada para geração de eletricidade declarada nos DCPs desses projetos é de 254 MW.

Três regiões contam com projetos reportados: a região Sudeste é a região com o maior número de projetos deste tipo, 16, representando 76% do total. A região Nordeste possui 4 projetos (19%) e a região Norte 1 (5%).

A Figura 24 e a Figura 25 mostram a quantidade e a distribuição de projetos MDL com aproveitamento energético por região.

Figura 24. Geração de eletricidade dos projetos MDL por região

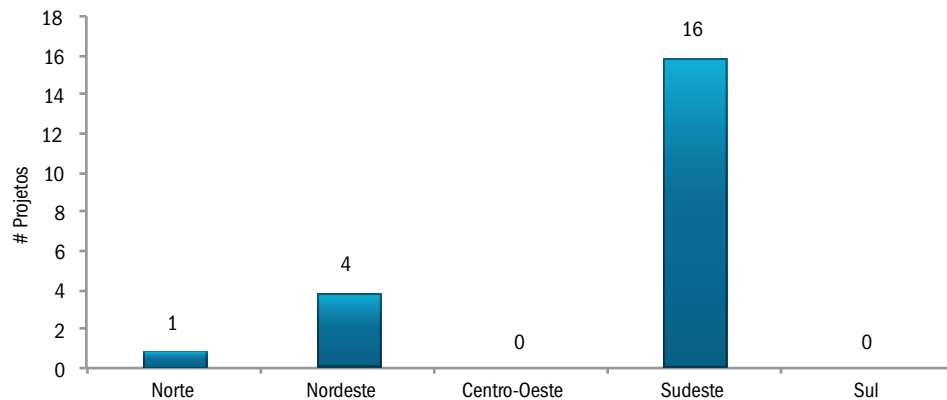


Figura 25. Distribuição de Projetos MDL com geração de eletricidade por região

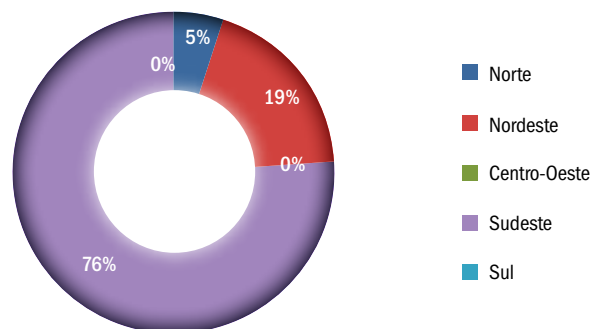


Tabela 5. Lista dos projetos MDL com aproveitamento energético e/ou geração de energia

Região	Estado	Ref# (UNFCCC)	Título	Status	Metodologia	
Norte	Amazonas	4211	Projeto de Gás de Aterro de Manaus	Registrado	ACM1	
Nordeste	Bahia	1626	Projeto de Gás de Aterro Feira de Santana	Registrado	ACM1+ACM2	
	Pernambuco	3958	Projeto de Gás de Aterro CTR Candeias	Registrado	ACM1	
		NA	Projeto MDL CTR-PE de Aterro e LogiCarbon	Em validação	ACM1	
	Rio Grande do Norte	NA	Projeto de Gás de Aterro em Energia de Natal	Em validação	ACM1	
	Bahia	52	Projeto de Gerenciamento de Gás de Aterro de Salvador da Bahia	Registrado	AM2	
	Espírito Santo	137	Projeto de Gás de Aterro em Energia Brasil MARCA	Registrado	AM3	
	Minas Gerais	NA	Aterros I e II Uberlândia	Em validação	ACM1	
		NA	Projeto de Gás de Aterro Macaúbas	Em validação	ACM1	
	Sudeste	Rio de Janeiro	2548	Projeto de Gás de Aterro Gramacho	Retirado	AM69+ACM1
			8	Projeto de Gás de Aterro NovaGerar Brasil	Registrado	AM3
NA			Projeto de Gás de Aterro ESTRE Itaboraí	Em validação	ACM1	
NA			Recuperação de Gás de Aterro, geração de energia e distribuição de biogás CPA, CTR Santa Rosa	Em validação		
São Paulo		91	Projeto de Gás de Aterro em Energia no Aterro Lara, Mauá, Brasil	Registrado	AM3	
		164	Projeto de Gás de Aterro em Energia Bandeirantes (BLFGE)	Registrado	ACM1	
		373	Projeto de Gás de Aterro em Energia São João (SJ)	Registrado	ACM1	
		911	Projeto de Gás de Aterro ESTRE Itapevi (EILGP)	Registrado	ACM1	
		NA	Projeto de Gás de Aterro TECIPAR - PROGAT	Em validação	ACM1	
		NA	Corpus/Araúna - Projeto de Biogás de Aterro.	Em validação	ACM1	
Sul	Paraná	NA	Projeto de Gás de Aterro em Energia Constroeste	Em validação	ACM1	
		NA	Projeto de Gás de Aterro CGR Catanduva	Em validação	ACM1	
		NA	Projeto de Gás de Aterro ESTRE Piratininga	Em validação	ACM1	
		NA	Projeto de Gás de Aterro ESTRE Iguaçu	Em validação	ACM1	

A Tabela 5 apresenta uma relação dos projetos de MDL que consideram a recuperação e o aproveitamento do biogás. Isto inclui região, estado, número de referência da UNFCCC, nome do projeto, estado dentro do ciclo MDL e a metodologia aplicada.

3.2.2 Histórico da geração de energia em aterros sanitários no Brasil

Nesta seção, são apresentadas as informações públicas declaradas nos relatórios de monitoramento publicados no site da UNFCCC.

Após revisar cada um dos projetos cuja descrição inclui o componente de geração de eletricidade a partir do biogás e que se encontram registrados, foram identificados apenas 2 projetos que relataram a geração de eletricidade, a saber, os aterros Bandeirantes e São João, ambos localizados na região Sudeste, no estado de São Paulo. Estes 2 aterros informam uma geração de 1,2 milhões de MWh. A Tabela 6 traz mais detalhes da geração informada para cada local.

Além disso, foi identificado que o aterro de Salvador na Bahia instalou usinas para geração de eletricidade e que o processo de inclusão desse novo componente está informado no Documento de Concepção de Projeto (DCP). Porém, não há dados disponíveis sobre a data precisa de início das atividades, nem da geração.

Tabela 6. Aterros com geração de eletricidade a partir do biogás

Região	Estado	Ref# (UNFCCC)	Título	Status	Eletricidade gerada (MWh)	Período
Sudeste	São Paulo	164	Projeto de Gás de Aterro em Energia Bandeirantes (BLFGE)	Registrado	755.700 ¹³	janeiro 2004 - dezembro 2010
		373	Projeto de Gás de Aterro em Energia São João (SJ)	Registrado	476.900 ¹⁴	março 2008 - maio 2012
Nordeste	Bahia	52	Projeto de Gerenciamento de Gás de Aterro de Salvador da Bahia ¹⁵	Registrado	Não disponível	Não disponível
Total					1.232.600	

¹³ <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1134130255.56/view?cp=1>

¹⁴ <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1145141778.29/view>

¹⁵ Este projeto tem instaladas usinas de geração a partir de biogás com capacidade aproximada de 20 MW. Porém, não há relatórios de monitoramento disponíveis com os dados de geração de eletricidade.

4 Métodos de cálculo recomendados para estimativas de emissões em aterros brasileiros

4.1 Introdução aos modelos de geração de metano

Um modelo de geração de gás de aterro é uma ferramenta cuja função é fornecer uma estimativa do metano gerado ou do volume total de gás de aterro ao longo do tempo a partir de um volume de resíduos específico. O objetivo de um modelo é descrever, em termos simples, as alterações complexas verificadas durante a decomposição dos resíduos em um aterro, baseando-se no princípio da conservação da massa. *McBean et al* discute este ponto e a figura abaixo reproduz seu princípio de conservação da massa.

Princípio de Conservação da Massa

Rejeito depositado	=	Perda de massa no chorume	+	Perda de massa no gás	+	Resíduo restante	+	Massa transformada em outros produtos
--------------------	---	---------------------------	---	-----------------------	---	------------------	---	---------------------------------------

Combinando modelos simples utilizando esse princípio, é possível compreender a forma de operação dos aterros. Os métodos de previsão de geração de gás começaram a surgir no início da década de 1970. *Cossu et al.* estabeleceu a seguinte definição de tipos de modelos onde t = tempo, e C = quantidade de metano gerada ou de substrato degradável. O maior expoente absoluto n da variável dependente é denominado ordem do modelo (isto é, ordem de cinética).

Nenhum aterro real atende a todos os pressupostos inerentes em um modelo teórico. Se esses modelos complexos são, portanto, limitados pela qualidade dos dados de entrada para eles disponíveis, talvez então exista espaço para um modelo mais simples, mais empírico, tanto para o transporte como para a geração.

Tal modelo empírico deve basear-se em dados reais e, certamente, seu uso acabaria restrito aos tipos de aterros usados na geração do banco de dados sobre o qual ele foi construído. Não obstante, ainda assim poderia ser útil na previsão das emissões médias, a partir das quais poderíamos estimar as emissões no pior cenário, com o objetivo de realizar análises de riscos.

Vários modelos foram propostos para a previsão da quantidade de metano produzida ao longo da vida útil de um aterro. Geralmente, esses modelos acabam situando-se em quatro categorias distintas: de ordem zero, de primeira ordem, multifásicos e de segunda ordem (Coops *et al.*, 1995).

4.1.1 Modelos de ordem zero

Nos modelos de ordem zero, presume-se que a formação do gás de aterro a partir de um determinado montante de resíduos torna-se constante com o passar do tempo. Uma cinética de ordem zero significa que um pequeno acréscimo (positivo ou negativo) de C não influencia a taxa de decomposição de substrato ou de produção de biogás. Em outras palavras, um modelo de ordem zero indica que a taxa de geração de metano é independente da quantidade de substrato restante ou da quantidade de biogás já produzida.

Esse tipo de modelo é utilizado para estimar as emissões a nível nacional e internacional, com o pressuposto de que não há nenhuma alteração significativa na composição dos resíduos ou na quantidade de material aterrado. Um exemplo de modelo de ordem zero é o Modelo de Regressão da EPA (Peer *et al.*, 1993). Esse modelo é baseado tão-somente em uma correlação linear entre a recuperação de metano e a massa de rejeitos. Níveis de umidade e decomposibilidade dos rejeitos, entre outros fatores, não são considerados. O potencial assumido de geração de metano dos resíduos é estimado em 0,023 a 0,061 gramas de metano por grama de resíduo úmido. Esse modelo prevê as emissões de metano por aterros dos Estados Unidos entre 2 e 6 Tg, assumindo uma destinação anual de 100 Tg de rejeitos.

4.1.2 Modelos de primeira ordem

Os modelos de primeira ordem incluem o efeito da idade sobre a geração de metano. Presume-se que a formação de gás de aterro a partir de um determinado montante de resíduos decaia exponencialmente com o passar do tempo. Modificações nos modelos de primeira ordem também foram realizadas para incluir o acúmulo da fase metanogênica e a dependência de temperatura (Coops *et al.*, 1995).

Os modelos de primeira ordem são de longe o modelo de geração de gás de aterro mais comumente usado nos dias de hoje. O LandGEM da EPA é um modelo de primeira ordem considerado o padrão no setor de LFG, e deve ser usado para estimar as emissões de LFG de aterros dos Estados Unidos regulados pela EPA, através da Lei do Ar Limpo (Clean Air Act (CAA)). O software LandGEM está disponível no site de Transferência de Tecnologia da EPA, em: <http://www.epa.gov/ttn/catc/products.html#software>¹⁶. Outros modelos EPA usados no setor de gás de aterro incluem modelos de estimativa de custos do sistema de coleta e controle de gás, como o E-PLUS e o LFGCost, que usam o LandGEM para estimar a geração de gás de aterro como componente dos modelos de custos.

¹⁶ Landfill Gas Emissions Model (LandGEM), versão 3.02. O arquivo XLS é o modelo LandGEM

4.1.3 Modelos multifásicos

Diversos modelos de primeira ordem são combinados para expressar a geração de metano a partir de diferentes frações dos rejeitos. Tais modelos são denominados “modelos multifásicos” (Coops et al., 1995). Os modelos multifásicos devem representar mais precisamente o que ocorre em um modelo de plena escala. As frações de resíduos são definidas pelo nível de degradabilidade de vários componentes neles encontrados, tais como:

- prontamente degradáveis;
- moderadamente degradáveis;
- lentamente degradáveis; e,
- inertes.

Um exemplo de modelo multifásico é o Modelo Cinético EMCON (Augenstein & Pacey, 1991; Augenstein, 1992). Neste modelo, temos um período de defasagem, em que não há geração de metano. Este período é seguido por uma fase de incremento constante da taxa, seguido por um decréscimo exponencial na produção de metano. Um termo útil deste modelo é “ $t_{1/2}$ ”, que se refere ao tempo entre a destinação dos resíduos até o tempo em que a geração de gás equivalha à metade do rendimento estimado. Estimativas de Soriano (conforme descritas em Augenstein & Pacey, 1991) implicam valores de $t_{1/2}$ de 10 a 25 anos para as regiões “secas” dos Estados Unidos, 5 a 10 anos para as regiões com um nível de precipitação médio, e 2 a 5 anos para as regiões úmidas do país. O tempo real de geração de metano por um aterro pode ser de vários múltiplos de $t_{1/2}$ dependendo da forma real da curva de geração.

4.1.4 Modelos de segunda ordem

Os modelos de segunda ordem também foram propostos para prever emissões de metano com base na química e na microbiologia complicadas da síntese do metano. Dado que um grande número de reações está envolvido, todos com diferentes taxas de reações, as cinéticas de segunda ordem são empregadas para prever a geração total de metano. Um exemplo é o modelo de Swarbrick et al. (1995), que utiliza tanto parâmetros físicos como bioquímicos, mas com apenas duas etapas de limitação da taxa. Um modelo mais complexo, de Young (1995), estabelece a modelagem das populações de bactérias metanogênicas, tratando os processos anteriores como dependentes tão-somente da disponibilidade de substrato e de nutrientes.

4.1.5 Qual modelo é o mais preciso?

Peer et al. (1993) concluiu que o fator mais importante no cálculo era o potencial de metano assumido dos rejeitos (L_0) e não o modelo matemático real usado para obter as estimativas de emissões de metano.

Coops et al. (1995) validou todos esses modelos comparando os valores previstos com os dados de campo em nove aterros da Holanda. Concluiu-se que todas as descrições da formação do gás de aterro nos modelos de primeira ordem, segunda ordem e multifásicos eram similares, apesar de o modelo multifásico ser um pouco mais preciso do que os outros na previsão das emissões reais de metano. O modelo de ordem zero foi o menos confiável.

As discrepâncias entre os valores previstos pelos modelos e os dados de campo reais se deveram às incertezas na quantidade e na composição dos resíduos, à heterogeneidade do micro-ambiente do aterro e às incertezas na eficiência real de recuperação do sistema de coleta de metano, e não a diferenças nos modelos propriamente ditos.

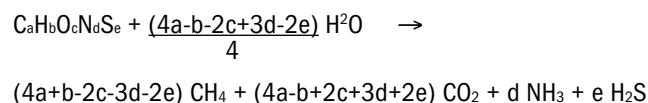
4.2 Fatores de cálculo importantes

4.2.1 Potencial de geração de metano (L_0)

O potencial de geração de metano, L_0 , representa o montante total previsto de metano que uma tonelada métrica de resíduos deve gerar ao longo de sua vida útil.

A produção teórica máxima de gás de aterro (LFG) presume que existe um nível de umidade adequado para completar a reação química. Em um aterro “seco” convencional, não existe umidade suficiente para completar a reação. Isto é o resultado de esforços deliberados para reduzir a infiltração de umidade. Tipicamente, até mesmo os aterros com biorreatores têm dificuldades em adicionar e controlar a umidade para otimizar a degradação orgânica. Esta dificuldade pode ser atribuída a caminhos preferenciais do fluxo (isto é, inconsistências na composição de RSU que causam a distribuição desigual da umidade), sacos plásticos que isolam a matéria orgânica da umidade e temperaturas internas no aterro que reduzem a velocidade da reação química. O resultado de qualquer um desses fatores (geração de LFG atingindo um pico e depois se estabilizando, ou menos umidade que o necessário para completar a degradação) é que um aterro convencional provavelmente irá produzir LFG em níveis inferiores aos do máximo teórico.

A capacidade de geração (L_0) de metano (CH_4) teórica pode ser determinada através de um método estequiométrico, baseado em uma fórmula empírica bruta representando a composição química dos resíduos. Se uma quantidade de resíduos contiver carbono, hidrogênio, O_2 , nitrogênio e enxofre (representada por $\text{CaH}_b\text{O}_c\text{N}_d\text{S}_e$), sua decomposição em gás será mostrada da seguinte forma:



O valor de L_0 é mais diretamente proporcional ao conteúdo de celulose nos resíduos. A taxa de geração teórica de CH_4 se eleva à medida que aumenta o conteúdo de celulose dos resíduos. Se as condições do aterro forem desfavoráveis à atividade metanogênica, pode haver uma redução no valor teórico de L_0 . Isto significa que o valor teórico (potencial) da geração de CH_4 poderá nunca ser obtido. O valor de obtenção possível nos rejeitos (ou em componentes específicos dos resíduos) é aproximado através da realização de testes gerais de biodegradabilidade nos resíduos sob as condições de temperatura, umidade, conteúdo de nutrientes e pH geral que provavelmente serão encontradas no aterro.

4.2.2 Constante da taxa de geração (k)

Outro fator importante em alguns modelos de geração de metano é a constante da taxa de geração de CH₄, denominada k, cuja função é estimar a velocidade com que a taxa de produção de CH₄ diminui após a destinação dos resíduos (considerando que o método presume a taxa máxima no momento da destinação).

O valor de k é fortemente influenciado pelos fatores abaixo:

- Temperatura;
- Conteúdo de umidade;
- Disponibilidade de nutrientes;
- pH.

A geração de CH₄ aumenta quando o conteúdo de umidade sobe para um nível de até 60 a 80%, quando então a taxa de geração não sofre mais aumento. Uma vez estimadas essas constantes, a taxa de destinação de resíduos e o tempo do ciclo de vida no aterro determinam a taxa de emissão estimada do gás.

4.3 Métodos de estimativas de gás da U.S.EPA

Existem vários métodos, de estimativas computadorizadas a testes reais de campo, conforme descrito abaixo. Dado que o custo das estimativas é significativamente maior nos métodos de teste de campo sem um aumento correspondente na confiabilidade, recomenda-se que a geração estimada de LFG seja realizada através de um método computadorizado, como o LandGEM da Agência Ambiental dos Estados Unidos (EPA).

4.3.1 Modelo LandGEM (software da U.S.EPA)

O Modelo de Emissões Aéreas de Aterros (Landfill Air Emissions Model (LandGEM)), versão Beta, é um software para PC cuja função é estimar as emissões de metano, dióxido de carbono, compostos orgânicos não-metano (NMOC) e poluentes perigosos em aterros de resíduos sólidos urbanos. O modelo matemático utilizado no aterro é baseado em uma equação de decaimento de primeira ordem, que pode ser aplicada utilizando dados específicos do local, fornecidos pelo usuário, para gerar os parâmetros necessários para estimar as emissões ou, caso não hajam dados disponíveis, utilizando conjuntos de valores padrão inclusos no aterro.

O modelo de geração de LFG requer algumas informações básicas, como as datas de operação do aterro e a quantidade de resíduos atualmente existente no local. O modelo emprega uma função exponencial de decaimento de primeira ordem, baseada na ideia de que o montante de LFG gerado a partir dos resíduos sólidos alcança um pico após um determinado período de tempo para geração de metano. O período pressuposto pelo modelo é de um ano entre a destinação dos resíduos e a geração do LFG. O modelo também presume que, para cada unidade de resíduos, a geração de LFG diminui exponencialmente (após o intervalo de um ano) à medida que a fração orgânica dos resíduos é consumida.

Para locais com taxas de recebimento ano-a-ano de resíduos sólidos conhecidas (ou estimadas), o modelo estima a taxa de geração de LFG para um determinado ano através da seguinte equação:

$$Q_M = \sum_{i=1}^n 2kL_0M_i(e^{-kt_i})$$

onde:

Q_M = taxa de fluxo máximo esperado da geração de LFG (m^3 /ano);

$\sum_{i=1}^n$ = soma do ano de abertura +1 ($i=1$) até o ano de projeção (n);

k = constante da taxa de geração de metano (1/ano);

L_0 = potencial de geração de metano (m^3 /Mg);

M_i = massa de resíduos sólidos disposta no primeiro ano i (Mg);

t_i = idade dos resíduos dispostos no primeiro ano i (anos).

A equação acima é utilizada para estimar a geração de LFG em um determinado ano a partir de todo o resíduo disposto até aquele ano. É possível desenvolver projeções para vários anos variando-se o ano de projeção e reaplicando as equações. Normalmente, o ponto de geração máxima de LFG ocorre no ano de fechamento ou no ano seguinte ao fechamento (dependendo da taxa de destinação nos anos finais).

4.3.2 L_0 e valores padrão de k em aterros

A literatura registra valores teóricos e passíveis de obtenção de L_0 numa faixa de aproximadamente 6 a 270 m^3 de CH_4 por tonelada métrica de resíduos em aterros municipais. Os valores de k obtidos através da literatura, de resultados de simulações em laboratório e de cálculos retroativos a partir das taxas de geração de gás medidas variam de 0,003 a 0,21 ao ano.

De acordo com as normas da USEPA, existem dois conjuntos de valores-padrão que devem ser aplicados ao utilizar o LandGEM para estimar a geração de gás de aterro para fins de cumprimento regulatório. Um destes, o conjunto Clean Air Act (CAA), é baseado nos requisitos das Novas Normas de Desempenho de Fontes (New Source Performance Standards (NSPS)) para controle das emissões atmosféricas de novos aterros de resíduos sólidos urbanos ou nas orientações do governo federal americano para emissões de aterros já existentes. Esse conjunto de valores-padrão gera estimativas de emissões conservadoras que podem ser utilizadas para determinar a aplicabilidade das normas federais ou das orientações ao aterro sob avaliação. Os parâmetros padrão do CAA são os mesmos desde setembro de 1997. O CAA exige que um aterro localizado em uma área árida (com índice de precipitação inferior a 25 polegadas (635 mm) anuais) empregue um valor de k de 0,02 1/ano e um valor L_0 de 170 m^3 /Mg de resíduos. Um valor k de 0,04 1/ano e um valor L_0 de 170 m^3 /Mg de rejeitos deve ser utilizado em aterros situados em áreas mais úmidas (com precipitações de, no mínimo, 25 polegadas (635 mm) anuais).

O outro conjunto de valores, denominado AP-42, é baseado nos fatores de emissões encontrados no documento de diretrizes “Compilação de Fatores de Emissões, Quinta Edição, AP-42” (Compilation of Emission Factors, Fifth Edition, AP-42). Este conjunto de valores-padrão é menos conservador (isto é, resulta em estimativas de taxas de emissão de LFG mais baixas) que o CAA e pode ser usado na produção de estimativas de emissões típicas na ausência de dados de teste específicos para o local. Os parâmetros-padrão do conjunto AP-42 são os mesmos desde setembro de 1997 e se aplicam à maioria dos aterros dos Estados Unidos. O AP-42 recomenda que um aterro situado em uma área árida (menos de 25 polegadas (635 mm) de precipitações anuais) use um valor k de 0,02 1/ano e um valor L_0 de 100 m^3 /Mg de rejeitos.

Tabela 7. Faixas dos valores de L_0 e k

Variável	Faixa	Valores sugeridos		
		Clima úmido	Clima de umidade média	Clima seco
L_0 (m ³ /t)	0 - 187	62-140	62-140	47-125
k (1/ano)	0,003-0,3	0,05-0,20	0,03-0,10	0,01-0,05

Se os termos de L_0 e k fossem conhecidos com certeza, o modelo de decaimento de primeira ordem prediria a geração de metano com relativa precisão; entretanto, se presume que os valores de L_0 e k variam grandemente, e são difíceis de estimar precisamente em um aterro específico.

As faixas observadas e os valores recomendados para os valores de L_0 e k são apresentados na Tabela 7. Vale observar que o L_0 (quantidade total de LFG gerado) permanece o mesmo tanto em condições climáticas úmidas como de média umidade, mas diminui sob condições secas. Os valores de k (taxa de geração de LFG) são diferentes em cada categoria climática, com os climas secos gerando gás mais lentamente.

Devido à incerteza na estimativa de L_0 e k , as estimativas de fluxo de gás resultantes do modelo de decaimento de primeira ordem devem ser também suportados por um intervalo de modelo de $\pm 50\%$, salvo se o modelo puder ser calibrado com os dados reais de fluxo de LFG a partir de um sistema de coleta de gás razoavelmente abrangente.

4.3.3 Correção para a eficiência de coleta

Antes das estimativas de geração de gás serem usadas para dimensionar um sistema de coleta/recuperação para gerar energia, é necessário fazer a correção para a eficiência de coleta do gás de aterro, que é a porção de LFG gerado capturada pelo sistema. Diversos fatores afetam a eficiência geral da coleta de um sistema de extração de LFG, a qual pode variar de menos de 50 a mais de 90%. O fator mais importante é a cobertura da massa de rejeitos no campo de poços, medida pelo espaçamento e da profundidade do poço. A permeabilidade da camada de cobertura do aterro é outro fator importante que influencia a quantidade de gás de aterro que escapará para a atmosfera. Contudo, mesmo o sistema mais hermeticamente construído e controlado possível permitirá o escape de uma parte do gás de aterro através de sua cobertura. Outros fatores específicos do local também afetam a eficiência da coleta, tais como: revestimentos de fundo e laterais, níveis de chorume e água, e condições meteorológicas.

Multiplicando-se a geração total de gás de aterro estimada por uma eficiência de coleta de 60 a 85% em sistemas de coleta de gás de aterro abrangentes, o resultado deverá ser uma estimativa razoável do LFG disponível para recuperação de energia.

4.3.4 LFG Energy Benefits Calculator e LFGCost (softwares da U.S.EPA)

O Software de Utilização de Gás de Aterro para Projetos de Energia e o Modelo de Estimativa de Custos do Gás de Aterro são softwares da U.S.EPA que permitem aos usuários determinar a viabilidade econômica e

ambiental de um projeto de LFG potencial e executar uma análise inicial dos benefícios financeiros e ambientais. Sua interface intuitiva torna o software fácil de usar. Tanto o LFG Energy Benefits Calculator como o LFGCost usam o mesmo modelo de equação do LandGEM. O software pode ser encontrado na homepage da EPA: <http://www.epa.gov/lmop/publications-tools/index.html>

4.4 Ferramenta MDL

Esta ferramenta (Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas a partir da destinação de resíduos em um local de destinação de resíduos sólidos) foi elaborada com o intuito de calcular as emissões de linha de base de metano decorrentes dos resíduos, que na ausência da atividade do projeto, seriam dispostos em locais de destinação de resíduos sólidos (SWDS, do inglês “solid waste disposal site”). As reduções de emissões são calculadas por meio de um modelo de decaimento de primeira ordem. Apesar de tal ferramenta destinar-se aos resíduos evitados nas áreas de destinação, ainda assim é bastante útil para calcular a quantidade de metano gerada pelos resíduos aterrados no caso do projeto proposto.

A ferramenta fornece um procedimento para determinar $BE_{CH_4,SWDS,y}$, dado por:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi \cdot (1 - f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k(y-x)} \cdot (1 - e^{-kj})$$

Onde:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$	= Emissões de metano evitadas durante o ano y com a prevenção da destinação de resíduos no local de destinação de resíduos sólidos (SWDS) durante o período a partir do início da atividade de projeto até o fim do ano y (tCO _{2e}) ¹⁷
φ	= Fator de correção do modelo para considerar as incertezas do modelo (0,9) ¹⁸
f	= Fração de metano capturada no SWDS e queimada em flare, incinerada ou usada de outra maneira.
GWP_{CH_4}	= Potencial de Aquecimento Global do metano, válido para o período de compromisso relevante.
OX	= Fator de oxidação (refletindo o volume de metano do SWDS que é oxidado no solo ou em outro material utilizado na cobertura dos resíduos)
F	= Fração de metano no gás do SWDS (fração de volume) (0,5)
DOC_f	= Fração de carbono orgânico degradável (DOC do inglês “Degradable Organic Carbon”) passível de decomposição
MCF	= Fator de correção do metano
$W_{j,x}$	= Quantidade de orgânico tipo j não depositado no SWDS no ano x (toneladas)
DOC_j	= Fração de carbono orgânico degradável (por peso) no tipo de resíduo j
kj	= Taxa de decaimento para o tipo de resíduo j
j	= Tipo de resíduo (índice)
x	= Ano desde que o aterro começou a receber os resíduos [x varia do primeiro ano de operação do aterro (x=1) até o ano para o qual as emissões foram calculadas (x=y)]
y	= Ano para o qual foram calculadas as emissões de metano Observação: esta definição representa uma correção da Ferramenta conforme ACM0001.

¹⁷ Observe que, neste caso de projeto, as “emissões de metano evitadas” significam as emissões de metano geradas pelo aterro. Assim, o período aqui considerado será desde a abertura até o fechamento do aterro.

¹⁸ Oonk et al. (1994) validou alguns modelos de gás de aterro com base em 17 projetos de gás de aterro realizados. O erro relativo médio dos modelos multifásicos foi estimado em 18%. Dadas as incertezas associadas ao modelo e visando a estimativa conservadora das reduções de emissões, um desconto de 10% aos resultados do modelo é aplicado.

Nos casos em que o metano do SWDS é capturado (ex.: devido a normas regulatórias de segurança) e queimado em flare, incinerado ou usado de outra forma, as emissões da linha de base são ajustadas à fração de metano capturado no SWDS.

4.5 IPCC

As emissões provenientes de aterros sanitários, controlados e lixões são estimadas pelo método Decaimento de Primeira Ordem, do IPCC 1996 (Método Revisado), publicado no Guia de Boas Práticas IPCC 2000. Este método, conhecido por *Tier 2*, considera que a emissão de CH₄ persiste ao longo de uma série de anos, após a destinação do resíduo (IPCC, 2000). Para a sua aplicação, são necessários dados relativos ao clima (médias anuais de temperatura e precipitação), à quantidade de resíduo, à composição do resíduo, à qualidade de operação do aterro e às quantidades de CH₄ recuperada e oxidada

Segundo o Guia de Boas Práticas em Inventário do IPCC (2000), a equação para a estimativa de emissões de CH₄, do método de Decaimento de Primeira Ordem (*Tier 2*):

$$Q = \sum x \{[(A \cdot k \cdot MSWT(x) \cdot MSWF(x) \cdot L_0(x)) \cdot e^{-k \cdot (t-x)}] - R(x)\} \cdot (1 - OX)$$

$Q_{(t)}$	= Quantidade de metano gerado ao ano	[GgCH ₄ /ano]
A	= Fator de normalização para a soma	[adimensional]
k	= Taxa constante de geração de CH ₄	[1/ano]
$MSW_{T(t)}$	= Quantidade total de resíduo sólido urbano gerado no ano x	[GgMSW/ano]
$MSW^r(t)$	= Fração de MSW destinado ao aterro no ano x	[adimensional]
$L_0(t)$	= Potencial de geração de metano	[GgCH ₄ /GgMSW]
T	= Ano do inventário	[ano]
X	= Anos os quais os dados foram considerados	

Definição de A.

$$A = \frac{1 - e^{-k}}{k}$$

Definição de L_{0(t)}

$$L_{0(t)} = MCF_{(t)} \cdot DOC_{(t)} \cdot DOC_f \cdot F \cdot 16/12$$

Onde:

$MCF_{(t)}$	= Fator de correção do metano referente ao gerenciamento dos locais de destinação	[adimensional]
$DOC_{(t)}$	= Carbono orgânico degradável	gC.gMSW ⁻¹
DOC_f	= Fração do DOC que decompõe	[adimensional]
F	= Fração de metano no biogás	[adimensional]
16/12	= Razão de conversão de carbono (C) a metano (CH ₄)	[adimensional]

Definição de $DOC_{(t)}$

$$DOC_{(t)} = (0,17 \cdot A) + (0,26 \cdot B) + (0,45 \cdot C) + (0,47 \cdot D) + (0,07 \cdot E) + (0,11 \cdot F) + (0,29 \cdot G) + (0,33 \cdot H) + (0,13 \cdot I)$$

Onde:

Tabela 8. Fatores de Emissão correspondente a composição do resíduo

Fração do resíduo correspondente	Fator de Emissão (IPCC 2006) [gC/gMSW]
A- Papel e papelão	0,17
B- Têxtil	0,26
C- Alimentos	0,45
D- Madeira	0,47
E- Borra e Couro	0,07
F- Plástico	0,11
G- Metal	0,29
H- Vidro	0,33
I- Outros	0,13

$$QE = [Q-R] \cdot (1-OX)$$

Onde:

QE	= Quantidade de metano emitido no ano	[GgCH ₄ /ano]
R	= Recuperação do metano	[GgCH ₄ /ano]
OX	= Fator de oxidação	[adimensional]

5 Estimativa de produção de gás e emissões por região, estado e tipo de destinação (aterro sanitário, aterro controlado e lixão)

Para realizar a estimativa de biogás nos diferentes locais de destinação final de resíduos no Brasil, foi selecionado o método do IPCC. A principal razão para a escolha deste método foi a disponibilidade de informações; além disso, este método é consistente com o método usado para realizar os inventários e as comunicações nacionais de emissões de GEE.

De acordo com o método adotado, a MGM reuniu as informações necessárias com a ABRELPE para a estimativa das emissões de metano em Aterros Sanitários, Aterros Controlados e Lixões, em cada estado e região. A seguir, são descritos esses dados.

5.1 Taxa constante de geração de CH_4 – k e Fator de normalização para a soma – A

A taxa constante de geração de CH_4 definida no método de Decaimento de Primeira Ordem está relacionada ao tempo necessário para que a parcela de Carbono Orgânico Degradável (*DOC*) da massa do resíduo depositado reduza devido à decomposição.

O k aplicável aos locais de destinação de resíduos sólidos é determinado por uma série de fatores, os quais se encontram associados à composição do resíduo e às condições da região onde se localiza o aterro ou lixão, como por exemplo: a composição do resíduo, a temperatura média anual, a precipitação média anual e o potencial de evapotranspiração (IPCC, 2000).

Não foram identificados dados nacionais de k ou A . Diante disso, consideraram-se os *default* de k para cada fração de um tipo de componente do resíduo em climas boreal ou temperado e tropical método IPCC (2006), conforme Tabela 9.

A escolha do *default* de k demanda o levantamento das seguintes informações nacionais: Temperatura média anual – MAT, Precipitação média anual – MAP e Potencial de Evapotranspiração – PET. Esses dados são apresentados a seguir.

Tabela 9. Default de *k* para cada fração de um tipo de componente do resíduo

Fonte: IPCC 2006, V5 – Chapter 3: Solid Waste Disposal

Tipo de Resíduo	Zona Climática							
	Clima boreal e temperado				Clima tropical			
	MAT ≤ 20°C				MAT ≤ 20°C			
	Seco (MAP/PET < 1)		Úmido e molhado (MAP/PET > 1)		Seco (MAP/PET < 1000mm)		Úmido e molhado (MAP/PET ≥ 1000mm)	
Default	Faixa	Default	Faixa	Default	Faixa	Default	Faixa	
Papel e têxtil	0,04	0,03 - 0,05	0,06	0,05 - 0,07	0,045	0,04 - 0,06	0,07	0,06 - 0,085
Resíduos de madeira e palha	0,02	0,01 - 0,03	0,03	0,02 - 0,04	0,025	0,02 - 0,04	0,035	0,03 - 0,05
Outros putrescíveis orgânicos (não-alimentares)*	0,05	0,04 - 0,06	0,1	0,06 - 0,1	0,065	0,05 - 0,08	0,17	0,15 - 0,2
Resíduos de jardim e parques	0,05	0,04 - 0,06	0,1	0,06 - 0,1	0,065	0,05 - 0,08	0,17	0,15 - 0,2
Resíduos alimentares	0,06	0,05 - 0,08	0,185	0,1 - 0,2	0,085	0,07 - 0,1	0,4	0,17 - 0,7
Lodo de esgoto	0,06	0,05 - 0,08	0,185	0,1 - 0,2	0,085	0,07 - 0,1	0,4	0,17 - 0,7
Resíduos misturados	0,05	0,04 - 0,06	0,09	0,08 - 0,1	0,065	0,05 - 0,08	0,17	0,15 - 0,2

* Nota: couro, borracha de origem natural e fraldas foram considerados como “Outros putrescíveis orgânicos (não-alimentares)”.

5.1.1 Temperatura média anual – MAT

A temperatura média anual MAT é a média das temperaturas médias mensais, que representam o registro da somatória das temperaturas médias compensadas diárias, divididos pelo número de dias do mês (CETESB, 2010).

Na Figura 26 são apresentados os dados de MAT no país para o período de 1961 a 1990.

5.1.2 Precipitação Média Anual – MAP

A precipitação média anual, MAP, é a razão da soma da precipitação anual ocorrida no período de 1961 a 1990 pelo número de anos. O regime de chuvas das diferentes zonas do Brasil é representado na Figura 27.

Em todas as regiões do país, com exceção da região Sul, o MAT é superior a 20°C com MAP superior a 1.000mm/ano. Na região Nordeste há parte do território com MAP inferior a 1.000mm/ano. Os estados da região Nordeste, com essa característica, foram identificados manualmente com a sobreposição do mapa regional e de MAP.

Figura 26. Temperatura média compensada do Brasil – MAT

Fonte: (CETESB, 2010)

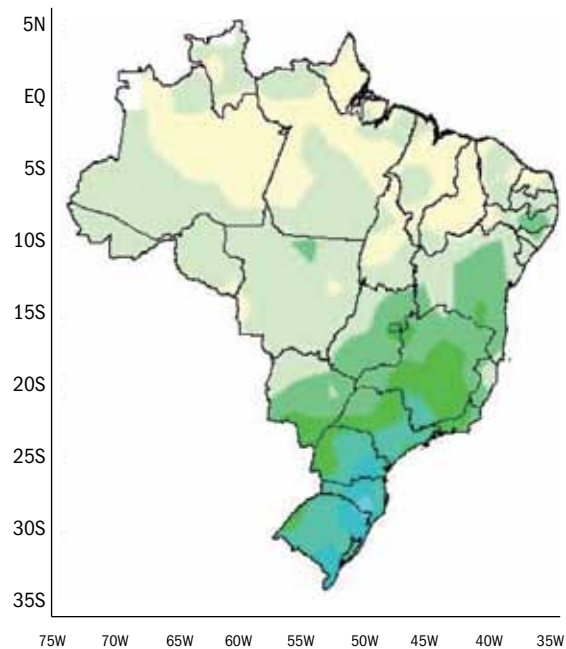
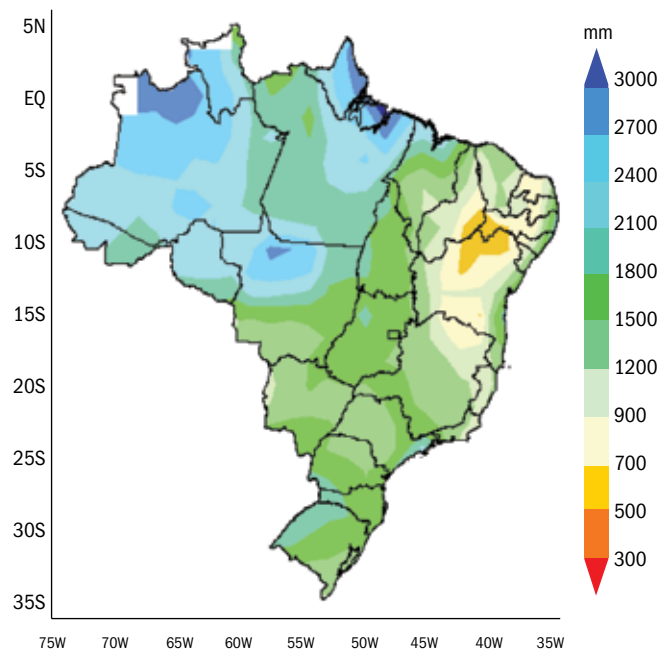


Figura 27. Intensidade pluviométrica no Brasil

Fonte: (CETESB, 2010¹⁹)



¹⁹NOTA : Chuva acumulada, Estação climatológica/agroclimatológica, Normas climatológicas - 1961 - 1990 - anual
Processado em 10:34:42 de 19/03/2008 2008

5.1.3 O Potencial de Evapotranspiração – PET

O PET representa o potencial de água retornável à atmosfera por evapotranspiração, sendo a evaporação a máxima perda de água para a atmosfera, em forma de vapor, que ocorre com uma vegetação em crescimento, sem restrição de água no solo (MAPA²⁰).

A região Sul do país tem MAT inferior a 20°C, a MAP média dessa região é de 1.582,2 mm/ano²¹ e a PET média é de 980,2 mm/ano²² (CETESB, 2010). Sendo assim, a relação MAP/PET na região Sul do país é igual a 1,6, portanto superior a 1, os *k* default a serem empregados são apresentados na Tabela 6 do IPCC 2006 para Clima Boreal – Temperado, úmido.

5.1.4 Quantidade total de resíduo gerado – $MSW_T(t)$ e Fração de resíduos destinada ao aterro – $MSW_F(t)$

O produto dos dados ($MSW_T(t) \cdot MSW_F(x)$) resulta na quantidade de *MSW* enviada para Aterros Sanitários, Aterros Controlados e Lixões.

ABRELPE disponibilizou os dados de 2009 – 2011 para estimativa das emissões. Entretanto, para o método adotado foi feita a extrapolação dessas quantidades para os anos de 2012 a 2039.

5.1.5 Potencial de Geração de Metano – $L_0(x)$

Para estimar o Potencial de Geração de Metano – $L_0(x)$ é necessário conhecer as variáveis e fatores de emissões empregados no cálculo.

Dessa forma, a seguir, são apresentados os dados e fatores de emissão correspondentes às variáveis empregadas na determinação do $L_0(x)$, que são: $MCF_{(x)}$, $DOC_{(x)}$, DOC_f e *F*.

5.1.5.1 Fator de correção de metano – $MCF(x)$

Práticas de eliminação de resíduos variam no controle, na colocação de resíduos e gestão do site. O Fator de Correção de Metano (MCF) representa o fato de que os locais de destinação não gerenciados produzem menos metano a partir de uma determinada quantidade de resíduos gerenciados anaerobicamente. Em locais não gerenciados, uma fração maior dos resíduos se decompõe aerobicamente na camada superior. Em locais não gerenciados com eliminação em profundidade e/ou com lençol freático alto, a fração dos resíduos que degrada aerobicamente deve ser menor do que em locais rasos. Locais Semi-anaeróbicos controlados são passivamente administrados para introduzir ar na camada de resíduos e criar um ambiente interno semi-aeróbico. O MCF em relação à gestão de resíduos sólidos é específico para essas áreas e deve ser interpretado como o fator de correção de gestão de resíduos, que reflete o aspecto da gestão que o engloba (IPCC, 2006).

²⁰ MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Disponível em: <http://www.agritempo.gov.br/modules.php?name=Encyclopedia&op=content&tid=94>, data 02/07/2012

²¹ Dado médio obtido utilizando-se os dados de precipitação de 1970 a 2005 nas estações do INMET: Ivaí/PR, Castro/PR, Irati/PR, Curitiba/PR, Paranaguá/PR, Indaial/SC, Irai/RS, Chapecó/SC, Campos Novos/SC, Lages/SC, Florianópolis/SC, São Luis Gonzaga/RS, Cruz Alta/RS, Passo Fundo/RS, Lagoa Vermelha/RS, Bom Jesus/RS, São Joaquim/SC, Uruguaiana/RS, Santa Maria/RS, Bento Gonçalves/RS, Caxias do Sul/RS, Torres/RS, Santana do Livramento/RS, Campo Bom/RS, Triunfo/RS, Encruzilhada do Sul/RS, Porto Alegre/RS, Bagé/RS, Rio Grande/RS, Santa Vitória do Palmar/RS. 2008 (CETESB, 2010)

²² Dado médio obtido das médias de evapotranspiração do ano de 2004 das estações do INMET citadas na nota de rodapé 21, Castro/PR, Passo Fundo/RS, Santa Maria/RS, Bento Gonçalves/RS, Triunfo/RS, Porto Alegre/RS e Rio Grande/RS Esse dado foi atribuído para o período de 1970 a 2005. 2008 (CETESB, 2010)

A referência usou a classificação disponível no IPCC de 2006, dados estes observados na Tabela 10. E conforme os dados utilizados nessa estimativa, formou-se Tabela 11.

Tabela 10. Fatores de correção do metano

Fonte: IPCC 2006, V5 – Capítulo 3: Disposição de Resíduos Sólidos

Classificação dos swds e fatores de correção do metano (mcf)	
Tipo de Fator de Correção de Metano (MCF) para locais	Valores padrão
Gerenciado – anaeróbico 1	1,0
Gerenciado – semi-aeróbico 2	0,5
Não-gerenciado 3 – profundo (> 5 m de resíduos) e/ou lençol freático alto	0,8
Não-gerenciado 4 – raso (< 5 m de resíduos)	0,4
SWDS não-categorizados 5	0,6
<p>1. Locais de disposição de resíduos sólidos gerenciados anaeróbicos: devem ter disposição controlada de resíduos (ou seja, resíduos direcionados para áreas de disposição específicas, um grau de controle de catadores e um grau de controle de incêndios) e incluir pelo menos um destes: (i) material de cobertura; (ii) compactação mecânica; ou (iii) nivelamento dos resíduos.</p>	
<p>2. Locais de disposição de resíduos sólidos semi-aeróbicos: devem ter disposição controlada de resíduos e incluir todas as estruturas a seguir para introdução de ar na camada de resíduos: (i) cobertura de material permeável; (ii) sistema de drenagem de chorume; (iii) tanques de regulação; e (iv) sistema de ventilação de gás.</p>	
<p>3. Locais de disposição de resíduos sólidos não-gerenciados – profundos e/ou lençol freático alto: todos os SWDS que não atenderem aos critérios de SWDS gerenciados e que possuam profundidades iguais ou superiores a 5 metros e/ou um lençol freático alto próximo ao nível do solo. Este último corresponde a preenchimento de água continental, como lagoa, rio ou pântano, por resíduos.</p>	
<p>4. Locais de disposição de resíduos sólidos não-gerenciados rasos: todos os SWDS que não atenderem aos critérios de SWDS gerenciados e que possuam profundidades de menos de 5 metros.</p>	
<p>5. Locais de disposição de resíduos sólidos não-categorizados: o MCF para esta categoria só poderá ser usado se os países não puderem categorizar seus SWDS nas quatro categorias de SWDS gerenciados e não-gerenciados citadas acima.</p>	

Tabela 11. MCF Aterro sanitário, Controlado e Lixão

Local	Fator de Emissão (default)
Aterro Sanitário	1,0
Aterro Controlado	0,8
Lixão	0,4

5.1.5.2 Carbono orgânico degradável – DOC(x)

O Carbono Orgânico Degradável (DOC) é o carbono orgânico dos resíduos acessível a decomposição bioquímica, e deve ser expresso como Gg C por Gg resíduos. Em grandes quantidades de resíduos o DOC é estimado com base na composição dos resíduos e pode ser calculado a partir de uma média ponderada do teor de carbono degradável de vários componentes (tipos de resíduos / materiais) do fluxo de resíduos (IPCC 2006).

Para a determinação do DOC_(x), conforme o método do (IPCC 2006), usou-se a equação apresentada no item 4.5 e a composição dos resíduos da Tabela 12.

5.1.5.3 Fração do carbono orgânico degradável dissimilado – DOCf

A fração de carbono orgânico degradável que se decompõe (DOCf) é uma estimativa da fração de carbono que é, em última análise degradada e liberada nos locais e reflete o fato de que algum carbono orgânico degradável não se degradou ou degradou muito lentamente, em condições anaeróbicas no local. O valor padrão recomendado para DOCf é 0,5 (sob a suposição de que o ambiente local é anaeróbico e os valores incluem DOC lignina, ver Tabela 2.4 no Capítulo 2 para valores padrão DOC) (Oonk e Boom, 1995; Bogner e Matthews, 2003). O valor de DOCf é dependente de muitos fatores como temperatura, pH, umidade, composição dos resíduos, etc (IPCC 2006).

A quantidade de DOC lixiviado dos SWDS não é considerada na estimativa de DOCf. Geralmente as quantidades de DOC perdidos com a lixiviação são menores do que 1 por cento e podem ser desprezados nos cálculos (IPCC 2006).

O valor adotado para as estimativas foi de 0,5.

Tabela 12. Carbono orgânico degradável - DOC(x)

Fração do resíduo correspondente	Fator de Emissão (IPCC 2006) [gC/gMSW]
A- Papel e papelão	0,17
B- Têxtil	0,26
C- Alimentos	0,45
D- Madeira	0,47
E- Borra e Couro	0,07
F- Plástico	0,11
G- Metal	0,29
H- Vidro	0,33
I- Outros	0,13

5.1.5.4 Fração de metano no biogás – F

Nos locais de depósito, os resíduos geram um gás com aproximadamente 50 por cento de metano. Os únicos materiais em quantidades substanciais de gordura ou óleo podem gerar um gás substancialmente com mais de 50 por cento de metano. A utilização do valor padrão do IPCC para a fração de metano no biogás é (0,5) (IPCC 2006).

5.1.6 Metano Recuperado – R

A NBR – 13.896/97, no item 5.3, sobre emissões gasosas, recomenda que “Todo aterro deve ser projetado de maneira a minimizar as emissões gasosas e promover a captação e tratamento adequado das eventuais emanações”. Com essa recomendação, essa norma apresenta uma diretriz e não uma obrigação legal. Em consequência disso, os projetos de aterros prevêem a queima do biogás em queimadores abertos, normalmente instalados na saída do poço de drenagem de chorume, o que é adequado para a redução das emissões de metano bem como de odores (CETESB 2010).

Nos primeiros projetos de MDL foi arbitrada uma linha de base de 20% de queima do metano. *Magalhães et al*, 2010, demonstra que esta estimativa é superestimada e projetos mais recentes revisaram essa consideração, tendendo sempre para quantidades menores que aquela inicialmente empregada (CETESB 2010)

Entretanto para as estimativas decidiu-se considerar o R igual a zero em todas as regiões e estados.

5.1.7 Fator de Oxidação – OX

O fator de oxidação (OX) reflete a quantidade de metano dos locais de deposição que é oxidado no solo ou outro material que cobre o resíduo (IPCC 2006).

A oxidação do metano ocorre por micro-organismos em solos de cobertura e pode variar de insignificante a 100 por cento de metano internamente produzido. A espessura, propriedades físicas e teor de umidade dos solos de cobertura afetam diretamente na oxidação do metano (Bogner e Matthews, 2003 apud IPCC 2006).

Estudos mostram que aterros sanitários, bem geridos tendem a ter maiores taxas de oxidação do que os lixões não gerenciados (IPCC 2006).

Para as estimativas das emissões foram adotados os valores de OX da Tabela 13.

Tabela 13. Fator de Oxidação

Fonte: IPCC 2006, V5 – Capítulo 3: Disposição de Resíduos Sólidos

Fator de oxidação (OX) dos SWDS	
Tipo de local	Valores padrão do fator de oxidação (OX)
SWDS gerenciados ¹ , não-gerenciados e não-categorizados	0
Gerenciados cobertos com material de oxidação de CH ₄ ²	0,1

¹ Gerenciado mas não coberto com material aerado

² Exemplos: solo, composto

5.2 Resultados de modelagem de estimativa, por região e estado, das Emissões de GEE no período de 2009 a 2039

A seguir, têm-se os resultados das emissões estimadas de GEE associadas à destinação de resíduos, de acordo com os diferentes tipos de destinação. Estes resultados são apresentados conforme a região e o estado.

Para a estimativa, além de utilizar os parâmetros anteriormente mencionados, também foram considerados alguns pressupostos quanto à variação no tempo sobre o tipo de destinação final. Para isto, foram utilizados os dados informados pela ABRELPE entre 2009-2011, o que dá uma indicação sobre como essa distribuição varia com o tempo. Adicionalmente, considerou-se que com o transcorrer dos anos, ocorreu um moderado incremento na porcentagem de resíduos depositados em aterros, com participação cada vez menor dos lixões e aterros controlados em razão de uma legislação mais rígida e do crescimento econômico próprio do país.

Mais detalhes podem ser encontrados nas planilhas de cálculos preparadas para cada região, anexas a este relatório.

A Tabela 14 apresenta uma síntese da estimativa de emissões de GEE por região atribuível à destinação final de resíduos, discriminada por tipo, destinação final para o período de análise 2009-2039. De acordo com os resultados, durante este período de 30 anos é estimado que a destinação de resíduos possa gerar cerca de 892 milhões de toneladas de CO₂ equivalente, o que representa uma média anual de 29,7 milhões de toneladas.

A parte superior da Figura 28 apresenta a distribuição percentual da estimativa de emissões de GEE por região durante o período de análise. É possível observar que a região Sudeste geraria cerca de 60% das emissões do país, seguida pela região Nordeste, com 18%. As regiões Centro-Oeste e Sul têm geração de 8% cada uma, e a região Norte, 6%.

A parte inferior da Figura 28 mostra como estariam distribuídas as emissões de GEE dependendo do tipo de destinação final e por região. Vale ressaltar que 69% das emissões em aterros sanitários ocorreriam em aterros localizados na região Sudeste. A maior participação de emissões em lixão será proveniente da Região Nordeste.

Tabela 14. Estimativa de emissões de GEE por tipo de Destinação Final 2009-2039

Região	Aterro Sanitário (tCO ₂ e)	Aterro Controlado (tCO ₂ e)	Lixão (tCO ₂ e)	Total
Norte	27.176.948	19.293.712	11.207.468	57.678.127
Nordeste	81.359.268	51.720.052	23.268.194	156.347.515
Centro-Oeste	31.972.185	29.748.332	7.131.202	68.851.719
Sudeste	448.987.315	65.900.593	22.564.710	537.452.618
Sul	61.264.397	7.954.859	2.693.376	71.912.632
Total	650.760.113	174.617.547	66.864.950	892.242.611

Figura 28. Distribuição de emissões de GEE por Região e por tipo de destinação final, 2009-2039

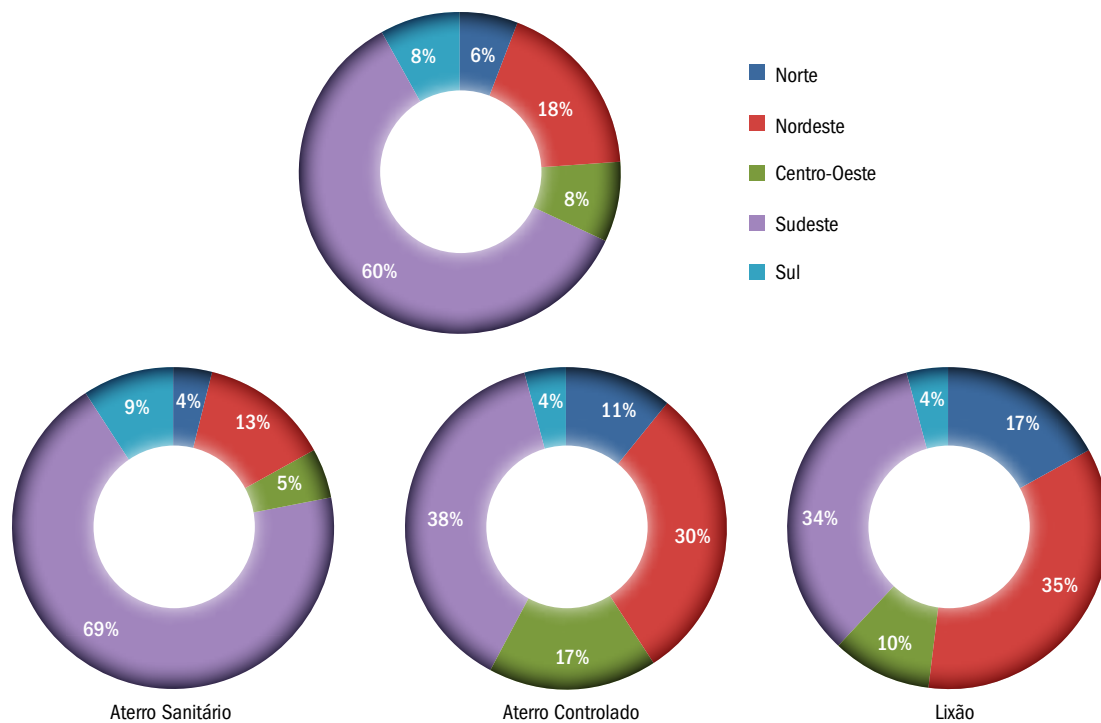
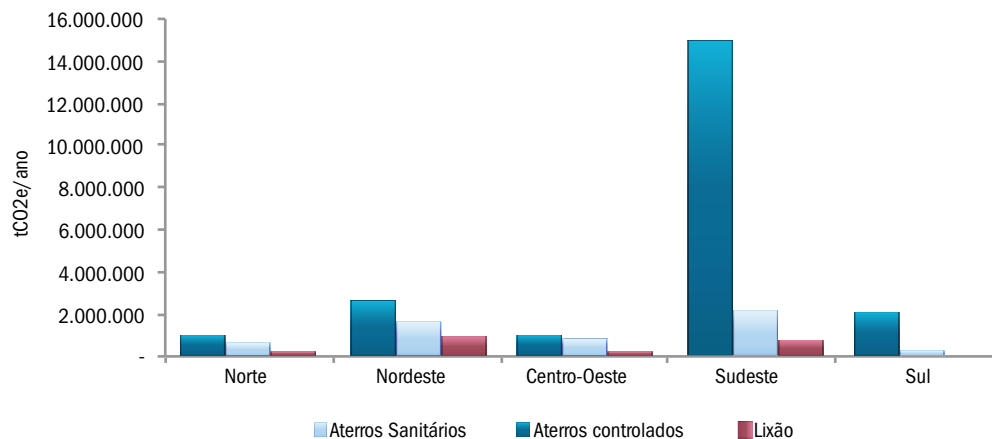


Figura 29. Média anual de Emissões de GEE por região



A Figura 29 apresenta a média anual de emissões de GEE por região e por tipo de destinação. Aqui se nota claramente o aporte das emissões de aterros sanitários na região Sudeste.

A seguir, entre a Tabela 15 e a Tabela 19, são apresentados os resultados por região e discriminados por estado. Cada tabela está acompanhada pelo respectivo gráfico de distribuição percentual por estado/região.

Tabela 15. Resultados das emissões de GEE por estado – **Região Norte** (2009 – 2039)

	Estados	Aterro Sanitário	Aterro Controlado	Lixão	Emissões Totais (tCO ₂ e)	%
		Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)		
Região Norte	Acre	1.965.584	663.143	340.311	2.969.038	5,1%
	Amapá	1.822.754	1.070.069	465.931	3.358.755	5,8%
	Amazonas	10.092.232	4.465.436	1.553.809	16.111.477	27,9%
	Pará	9.343.004	9.275.134	4.922.076	23.540.214	40,8%
	Rondônia	672.689	1.198.649	2.408.601	4.279.939	7,4%
	Roraima	349.354	594.965	562.858	1.507.177	2,6%
	Tocantis	2.931.330	2.026.316	953.881	5.911.527	10,2%
Total Região Norte		27.176.948	19.293.712	11.207.468	57.678.127	100,0%

Figura 30. Porcentagem das emissões de GEE por estado – **Região Norte** (2009 – 2039)

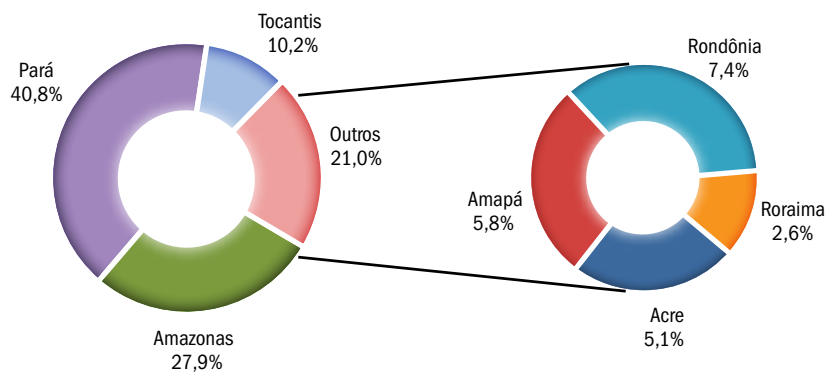


Tabela 16. Resultados das emissões de GEE por estado – **Região Nordeste** (2009 – 2039)

	Estados	Aterro Sanitário	Aterro Controlado	Lixão	Emissões Totais (tCO ₂ e)	%
		Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)		
Região Nordeste	Alagoas	636.530	6.573.187	2.833.867	10.043.584	6,4%
	Bahia	21.978.789	10.860.729	5.462.262	38.301.779	24,5%
	Ceará	18.737.619	11.168.751	4.136.103	34.042.474	21,8%
	Maranhão	8.592.532	6.928.707	3.717.724	19.238.963	12,3%
	Paraíba	6.685.373	3.600.195	1.382.224	11.667.793	7,5%
	Pernambuco	13.733.299	6.130.162	3.022.002	22.885.464	14,6%
	Piauí	3.787.076	1.489.593	717.618	5.994.288	3,8%
	Rio Grande do Norte	3.028.603	3.351.777	1.176.446	7.556.825	4,8%
	Sergipe	4.179.446	1.616.951	819.948	6.616.346	4,2%
	Total Região Nordeste	81.359.268	51.720.052	23.268.194	156.347.515	100,0%

Figura 31. Porcentagem das emissões de GEE por estado – **Região Nordeste** (2009 – 2039)

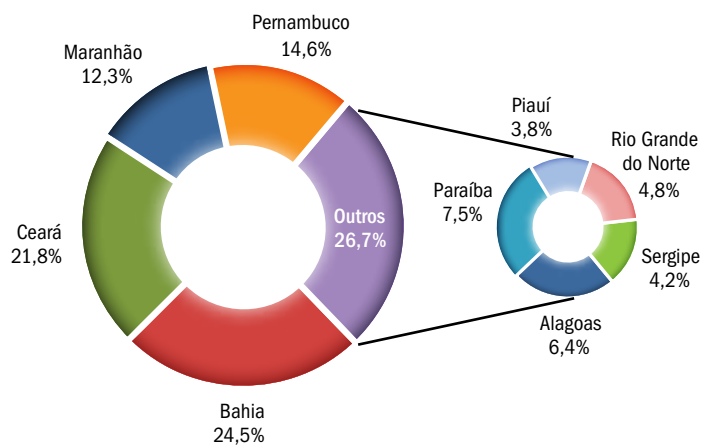


Tabela 17. Resultados das emissões de GEE por estado – **Região Centro-Oeste** (2009 – 2039)

	Estados	Aterro Sanitário	Aterro Controlado	Lixão	Emissões Totais (tCO ₂ e)	%
		Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)		
Região Centro-Oeste	Distrito Federal	10.531.834	8.424.751	1.512.390	20.468.975	29,7%
	Goiás	12.424.056	12.862.166	2.535.367	27.821.589	40,4%
	Mato Grosso	5.173.252	4.210.635	1.941.901	11.325.788	16,4%
	Mato Grosso do Sul	3.843.043	4.250.780	1.141.544	9.235.367	13,4%
	Total Região Centro-Oeste	31.972.185	29.748.332	7.131.202	68.851.719	100,0%

Figura 32. Porcentagem das emissões de GEE por estado – **Região Centro-Oeste** (2009 – 2039)

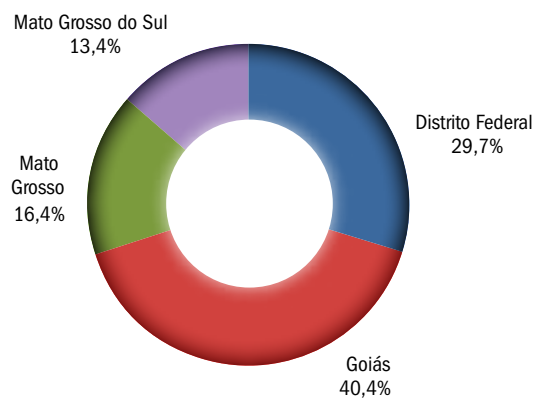


Tabela 18. Resultados das emissões de GEE por estado – **Região Sudeste** (2009 – 2039)

	Estados	Aterro Sanitário	Aterro Controlado	Lixão	Emissões Totais (tCO ₂ e)	%
		Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)		
Região Sudeste	Espírito Santo	16.419.661	2.591.775	797.291	19.808.727	3,7%
	Minas Gerais	79.143.836	12.108.475	6.154.478	97.406.788	18,1%
	Rio de Janeiro	105.013.271	18.061.218	4.754.272	127.828.760	23,8%
	São Paulo	248.410.548	33.139.126	10.858.669	292.408.343	54,4%
	Total Região Sudeste	448.987.315	65.900.593	22.564.710	537.452.618	100,0%

Figura 33. Porcentagem das emissões de GEE por estado – **Região Sudeste** (2009 – 2039)

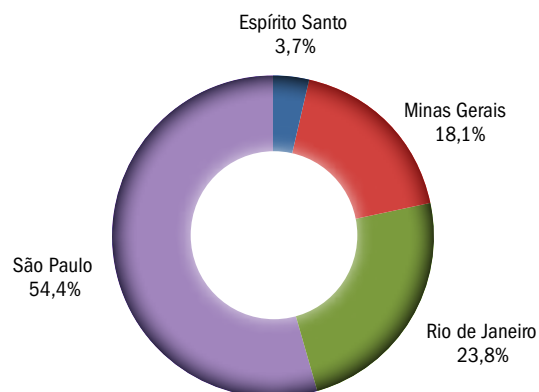
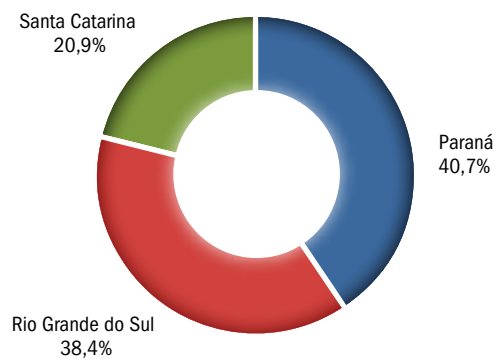


Tabela 19. Resultados das emissões de GEE por estado – **Região Sul** (2009 – 2039)

	Estados	Aterro Sanitário	Aterro Controlado	Lixão	Emissões Totais (tCO ₂ e)	%
		Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)	Emissões (tCO ₂ e)		
Região Sul	Paraná	24.858.873	3.439.524	978.105	29.276.502	40,7%
	Rio Grande do Sul	23.476.216	2.975.212	1.129.933	27.581.362	38,4%
	Santa Catarina	12.929.308	1.540.123	585.338	15.054.768	20,9%
	Total Região Sudeste	61.264.397	7.954.859	2.693.376	71.912.632	100,0%

Figura 34. Porcentagem das emissões de GEE por estado – **Região Sul** (2009 – 2039)

6 Estimativas de potencial energético por região e estado

Para estimar o potencial energético do biogás gerado nos diferentes locais de destinação final, é necessário conhecer inicialmente o volume estimado.

Na seção anterior, foram apresentados os resultados da estimativa de emissões expressas em tCO₂e. Para o caso da determinação do potencial energético, partimos do volume de gás que provavelmente será gerado.

Posteriormente, é necessário fazer uma série de pressupostos, neste caso, conservadoras para não superestimar o potencial energético do biogás.

Diferentes provedores de geradores de eletricidade a partir de biogás têm especificações diferentes. De maneira geral, estima-se que são necessários de 670 a 800 m³/h de biogás com uma concentração de 50% de CH₄ para garantir a instalação de 1 MWe.

Adicionalmente, nem todo o biogás gerado nos diferentes locais de destinação pode ser coletado; sempre haverá uma fração que acabará emitida para a atmosfera. Dessa forma, por este cálculo, baseado na experiência de eficiência de captura em vários locais de destinação final e com propósitos de simplificação, considera-se que 40% do biogás gerado em cada região e em cada estado poderia ser utilizado para geração de eletricidade.

Da mesma forma, é necessário considerar uma série de critérios na hora de estimar o potencial; isto inclui entender muito bem o comportamento da geração de biogás, datas de início e fechamento dos locais de destinação, condições operacionais de cada local, entre muitos outros fatores.

Com base nos resultados prévios e nos pressupostos apresentados, segue uma tabela com o potencial de geração de eletricidade a partir de biogás.

Tabela 20. Potencial de geração de eletricidade a partir de biogás

Região	Estado	Emissões Totais (m ³ biogás)	Emissões (m ³ /h)	Potencial (MW)
Sul	Paraná	1.944.920.684	7.401	9,3
	Rio Grande do Sul	1.832.307.728	6.972	8,7
	Santa Catarina	1.000.130.733	3.806	4,8
	Total	4.777.359.145	18.179	23
Centro-Oeste	Distrito Federal	1.359.811.798	5.174	6,5
	Goiás	1.848.266.726	7.033	8,8
	Mato Grosso	752.404.045	2.863	3,6
	Mato Grosso do Sul	613.531.491	2.335	2,9
	Total	4.574.014.060	17.405	22
Sudeste	Espírito Santo	1.315.949.632	5.007	6,3
	Minas Gerais	6.471.007.946	24.623	30,8
	Rio de Janeiro	8.492.025.426	32.314	40,4
	São Paulo	19.425.511.703	73.917	92,4
	Total	35.704.494.708	135.861	170
Nordeste	Alagoas	667.223.613	2.539	3,2
	Bahia	2.544.495.326	9.682	12,1
	Ceará	2.261.537.648	8.606	10,8
	Maranhão	1.278.098.633	4.863	6,1
	Paraíba	775.124.398	2.949	3,7
	Pernambuco	1.520.345.972	5.785	7,2
	Piauí	398.217.457	1.515	1,9
	Rio Grande do Norte	502.021.225	1.910	2,4
	Sergipe	439.542.538	1.673	2,1
	Total	7.174.887.872	39.523	49
Norte	Acre	197.241.579	751	0,9
	Amapá	223.131.550	849	1,1
	Amazonas	1.070.330.917	4.073	5,1
	Pará	1.563.842.901	5.951	7,4
	Rondônia	284.328.413	1.082	1,4
	Roraima	100.126.034	381	0,5
	Tocantins	39.719.432	1.494	1,9
	Total	3.831.720.826	14.580	18
			225.548	282

7

Análise sobre a viabilidade do aproveitamento do biogás

7.1 Gás de aterro como fonte de calor

7.1.1 LFG como combustível de baixo rendimento

O uso do LFG como um combustível de baixo rendimento exige um nível mínimo de processamento do gás. Uma câmara de remoção de condensado, parte do sistema de coleta de LFG, reduz o nível de umidade no fluxo do gás. Em seguida, o LFG é transportado “no estado” (gás de aterro bruto) até um usuário no próprio local ou externo. Após a remoção da umidade livre, o combustível de baixo rendimento torna-se adequado para diversas aplicações de aquecimento de espaços e processos, além de poder ser usado como combustível de caldeiras na produção de vapor para calefação ou de energia elétrica a partir de turbinas a vapor.

Como combustível para aquecimento, o LFG de baixo rendimento tem o potencial de ser a opção de uso mais atraente, resultado dos custos bastante baixos tipicamente associados a essa aplicação e da eficiência de conversão energética do uso direto do LFG como combustível, a qual é superior a de outras opções de uso. Se houver um consumidor não-cíclico e de alto volume localizado nas proximidades do aterro, mesmo um projeto de pequeno porte pode comprovar-se altamente lucrativo.

Tipicamente, o combustível de baixo rendimento, também descrito como LFG bruto, pode ser usado para abastecer um forno, uma estufa para secagem ou uma caldeira. Também é empregado em indústrias que necessitem de calor em processos de baixa a média temperatura ou para aquecimento de espaços. As aplicações do LFG para aquecimento têm uma conversão em energia mais eficiente do que as aplicações para geração de eletricidade.

Devido ao baixo poder calorífico do LFG bruto, os equipamentos utilizados devem ser projetados para operar com esse tipo de combustível, bem como para suportar os vários componentes-traço presentes no LFG, os quais podem ser corrosivos.

De forma ideal, o usuário final do LFG deveria ter uma demanda constante e adequada de combustível e estar localizado próximo ao local do aterro, de preferência, num raio de 10 km. O LFG é normalmente transportado até o usuário final através de um gasoduto dedicado. O principal fator para determinar a comerciabilidade do LFG de baixo rendimento como combustível para aquecimento é a distância até o usuário final e, portanto, os custos associados ao transporte do combustível. Sistemas municipais ou distritais de aquecimento proporcionam uma demanda básica estável de calor que o LFG raramente consegue supersaturar.

O LFG bruto pode ser usado em uma série de aplicações, desde aquecer uma estufa até fornecer combustível suplementar para aquecimento de uma grande operação industrial (como um forno de cimento, fábrica de asfalto ou indústria química). Dada a vasta gama de potenciais usuários finais do LFG como combustível para aquecimento, cada aterro candidato deve ser avaliado individualmente para que se determine a comerciabilidade e a viabilidade econômica.

A combustão direta do LFG é, de longe, a opção de reuso mais fácil e mais barata. O uso direto do LFG para substituir ou complementar o carvão, petróleo, propano e o gás natural já foi comprovado com sucesso. Dentre as aplicações, incluem-se queima em caldeiras, aquecimento de espaços, fornos de cimento e tijolos, secagem de lama, e secagem e incineração de chorume. Na maioria dos casos, a limpeza do gás consiste em pouca coisa além da remoção do condensado, e as modificações em equipamentos e procedimentos também são mínimas. Para o usuário final, o risco é pequeno em termos de qualidade, utilização e continuidade do fornecimento. O período de recuperação do investimento pode ser de poucos meses, mas é extremamente dependente do preço negociado pago pelo combustível substituído. Os descontos normalmente variam entre 10 e 20%, influenciados pela distância do gasoduto e pela quantidade, qualidade e variações permitidas no gás. A situação ideal seria um usuário final, situado dentro de um raio de 3 km do aterro, que aceitasse todo o gás gerado e de maneira contínua.

7.1.2 Evaporação de chorume

O tratamento do chorume é uma dentre uma série de preocupações de ordem ambiental que surgem ao observar o funcionamento de um aterro. A necessidade de se tratar o chorume pode ter enorme influência nos custos de concepção, construção e operação. O chorume pode ser tratado em uma usina comum de tratamento de efluentes; em alguns casos, ele é recirculado através do aterro, desencadeando um processo de “autolimpeza” parcial do chorume. Outra possibilidade é usar o gás de aterro como combustível para evaporação do chorume.

Muitas entidades reguladoras consideram o condensado de LFG um material perigoso que requer tratamento, o que limita o descarte direto. Da mesma forma, o chorume pode alcançar níveis tóxicos e, em algumas áreas, não é permitido recirculá-lo de volta ao aterro. A destinação e o tratamento fora do local podem implicar em custos de transporte da ordem de 1 dólar por galão. O transporte implica riscos ambientais e de responsabilidade, pois está sujeito a acidentes, falha humana e a defeito nos equipamentos, causando vazamentos e exigindo, às vezes, um caro trabalho de limpeza e remediação de danos. A maioria das usinas de tratamento de efluentes prefere não aceitar o condensado devido à sua limitada capacidade de tratamento. Se aceito, a usina de tratamento não assume a responsabilidade pelo descarte, e esta pode ser aplicada novamente à origem do resíduo (Vonasek, 1993).

Para tratar 1 galão de chorume são necessários até 42 m³/h de LFG, com uma redução de volume de mais de 97%. Os vapores da exaustão são combinados com os gases de combustão do queimador de LFG, resultando em uma composição com predominância de vapor de água e traços de material orgânico normalmente encontrados no chorume e no LFG. Cerca de 1,4 a 1,6 m³ de LFG são queimados a uma temperatura de 870 °C em um flare enclausurado modificado (oxidante térmico) para tratar a mistura de vapor e gás com mais de 95% de destruição de VOC. O lodo (chorume concentrado) produzido passa nos testes do Procedimento de Lixiviação Característica de Toxicidade (Toxicity Characteristic Leaching Procedure – TCLP) da USEPA, porém metais e sais permanecem nas mesmas proporções do chorume de alimentação (Peluso, 1994).

7.1.3 Fornos

O LFG pode ser utilizado diretamente, ou de forma combinada com outros gases combustíveis, na ignição dos fornos de incineradores, estufas, fornos industriais e de olaria que não exijam combustível de alto rendimento e alta qualidade. Para aumentar o poder calorífico do LFG, é necessário remover todos os gases não-combustíveis nele contidos, o que pode ser obtido através de lavagem com água, sistemas de extração não-aquosos e baseados em solventes, leitos de óxido ferroso, carvão ativado, absorção por oscilação de pressão ou separação por membrana, ou qualquer combinação dessas técnicas.

Nesse tipo de aplicação, o LFG necessita ser transportado até os fornos e, portanto, se limita a usuários finais situados na vizinhança do aterro.

7.1.4 Geração de vapor

O LFG pode ser usado em caldeiras para geração de vapor que será então usado em aquecimento de processos, aquecimento de espaços, refrigeração por absorção e no acionamento de eixos de turbinas para impulsionar geradores e outras cargas sobre o eixo.

Para aumentar o poder calorífico do LFG, é necessário remover todos os gases não-combustíveis nele contidos, o que pode ser obtido através de lavagem com água, sistemas de extração não-aquosos e baseados em solventes, leitos de óxido ferroso, carvão ativado, absorção por oscilação de pressão ou separação por membrana, ou qualquer combinação dessas técnicas.

Para obter máxima utilização nesse tipo de aplicação, o LFG teria de ser transportado até os fornos; portanto, esta aplicação se limita a usuários finais situados na vizinhança do aterro.

7.1.5 Aquecimento de espaços

O LFG pode ser utilizado como fonte de aquecimento e/ou secagem em locais comerciais e industriais, bem como em estufas. Nestas aplicações, é possível obter o aquecimento e/ou a secagem por meio da queima do LFG diretamente no espaço ou na área de aquecimento, ou indiretamente através de um meio aquecido, como água ou vapor. Apesar da queima direta do LFG proporcionar uma transferência calorífica de maior eficiência, em espaço fechado pode causar problemas de saúde e riscos à segurança, e afetar a qualidade do produto. Para aumentar o poder calorífico do LFG e reduzir esses efeitos adversos, gases não-combustíveis

presentes no LFG podem ser removidos, o que pode ser conseguido através de lavagem com água, sistemas de extração não-aquosos e baseados em solventes, leitos de óxido ferroso, carvão ativado, absorção por oscilação de pressão ou separação por membrana, ou qualquer combinação dessas técnicas. Dependendo do tipo de aplicação, essa etapa pode não ser necessária.

Em climas temperados o aquecimento de espaços pode mostrar-se antieconômico por uma série de fatores. A energia calorífica fornecida por um aterro que produza 14.150 metros cúbicos de LFG por dia atenderia às necessidades de calefação de um edifício de grande porte com tamanho equivalente a vários hectares de espaço físico. Existem poucos edifícios com essa configuração, e menos ainda próximos a aterros. Os custos de bombeamento tornam-se proibitivos para além do raio de 3 km do aterro. Em climas com no mínimo dois meses de temperaturas baixas dentro do período de “inverno”, a indesejada variação da carga de gás durante o dia e conforme a estação torna aparentemente mais atrativas aquelas outras opções de requisitos mais contínuos em combustível. Para diminuir a variação de carga do LFG, o resfriamento por absorção pode ser combinado com o aquecimento de espaços. Problemas de corrosão são relativamente mais frequentes, o que torna mais importante realizar a limpeza do gás e as modificações nos equipamentos. Já os equipamentos propriamente ditos mostram-se econômicos e estão disponíveis para utilização de pequena escala (*Augenstein e Pacey. 1992*).

7.1.6 Aplicações do resfriamento e aquecimento por absorção

Um método ainda hoje de limitada aplicação na conversão do LFG envolve o aquecimento e o resfriamento por absorção. Da mesma forma como nas aplicações de aquecimento e secagem, o aquecimento e o resfriamento por absorção podem ser obtidos mediante a queima direta do LFG em um espaço ou área de aquecimento, ou indiretamente através de um meio aquecido, como água ou vapor. Os sistemas de queima indireta utilizam a energia térmica de uma fonte externa, por exemplo, caldeira ou motor, eliminando dessa forma o potencial corrosivo do LFG utilizado no próprio sistema de absorção. Esses sistemas são menos eficientes que os sistemas de queima direta e, igualmente, os sistemas de queima direta exigem limpeza considerável do LFG, o que pode ser feito através de lavagem com água. sistemas de extração não-aquosos e baseados em solventes, leitos de óxido ferroso. carvão ativado, absorção por oscilação de pressão ou separação por membrana, ou qualquer combinação dessas técnicas.

7.1.7 Caldeira

7.1.7.1 Introdução

A utilização do LFG ao invés do gás natural em caldeiras constitui uma tecnologia estabelecida e já bastante testada que registra mais de 20 anos de sucesso. Um grande número de empresas passou a utilizar o LFG em suas caldeiras comerciais e industriais, reconhecendo no gás de aterro um combustível atrativo com significativa economia de custos – normalmente, de 10 a 40% líquidos dos custos de conversão – fora os benefícios ambientais. Um gerente de fábrica que opte pelo LFG também colherá as vantagens de um fornecimento de combustível seguro a um preço conhecido e constante.

Caldeiras, assim como a maioria das aplicações de aquecimento e co-combustão, mostram-se relativamente imunes aos contaminantes oriundos da combustão do LFG. A limpeza do gás consiste na remoção do condensado utilizando, por vezes, nada além de armadilhas no gasoduto e filtragem opcional. Foram relatados problemas de corrosão nas caldeiras, mas isto pode ser aliviado com a instalação de aço inoxidável e outros materiais resistentes à corrosão (Pacey, Doorn e Thorneloe, 1994).

Uma utilização comum do LFG ocorre em fornos a gás, onde o gás é empregado no aquecimento da água do sistema de caldeiras. Este sistema é simples, entretanto, o motivo desta solução não ser a mais usada deve estar no fato de o preço por kW de eletricidade produzido ser minimamente superior ao preço por kW de calor. Outro provável motivo seria que a energia é vendida de modo relativamente fácil e em quantidade ilimitada através da rede de distribuição de energia.

7.1.7.2 Descrição da tecnologia e do processo

Instalações cujas caldeiras utilizam o LFG – usuários finais “diretos” do gás de aterro – acomodam o novo combustível por meio de modernizações de baixo custo nas caldeiras movidas a gás natural e óleo já existentes, com manutenção da eficiência dessas unidades. O tamanho das caldeiras que foram modernizadas com sucesso para o LFG varia de 2 milhões de unidades térmicas britânicas por hora (MMBTU/hora) até 150 MMBTU/hora. O custo de conversão de uma caldeira média é estimado em poucos milhares de dólares para pequenos ajustes, no caso de caldeiras pequenas, até dezenas de milhares de dólares para modernizações mais elaboradas em unidades de maior porte.

Para modernizar com sucesso uma caldeira para utilização de LFG, certas características do gás de aterro devem ser consideradas. O LFG possui cerca de metade do conteúdo calorífico do gás natural (aproximadamente 500 BTU) e é queimado a uma temperatura mais baixa que o gás natural devido ao seu maior volume de nitrogênio, dióxido de carbono e umidade. Pequenas modificações são necessárias para adaptar uma caldeira ao maior fluxo de gás, maior poder corrosivo e menor temperatura de chama associados ao LFG.

Considerando que o conteúdo de metano do gás de aterro é metade do que ocorre no gás natural, o fluxo de LFG necessário para fornecer o mesmo conteúdo energético é duas vezes maior. Para acomodar esta diferença de fluxo, os orifícios das válvulas de controle de combustível precisam ser alargados. O uso de orifícios mais largos significa maior economia de custos, por diminuir a quantidade de compressão necessária para atender às especificações de pressão da caldeira.

A corrosão potencialmente resultante do uso de gás de aterro pode ser contornada mediante soluções tecnicamente simples. Os pré-aquecedores de ar e as chaminés estão sujeitos à corrosão de compostos clorados no gás de exaustão das caldeiras movidas pelo LFG. O trióxido de enxofre (SO₃) formado a partir do conteúdo de enxofre no LFG atinge o ponto de condensação no gás de exaustão da caldeira a aproximadamente 280 graus Fahrenheit (138° C). Se a temperatura do gás de exaustão cair abaixo do ponto de condensação, o cloro presente no gás será capaz de corroer até mesmo componentes de aço inoxidável.

Sabe-se que depósitos de sílica, ferro, enxofre e cloro acumulam-se nos pré-aquecedores de ar e nos dutos do gás de combustão, mas podem ser removidos facilmente por meio de sopragem da fuligem e de limpeza manual durante a manutenção de rotina.

Tabela 21. Desafios das conversões para LFG e soluções

Desafios das conversões para LFG	Soluções
Maior volume do fluxo de gás	Orifícios mais largos nas válvulas de controle de combustível
Estabilidade de chama	Sensores de ultravioleta com scanners redundantes
	Uso de queimadores duplos de combustível
Temperatura de chama mais baixa	Aumento do tamanho do superaquecedor
	Pré-aquecedor e chaminé de combustão isolados
Corrosão	Combustão de pré-aquecimento com serpentinas de vapor
	Garantir que a circulação de ar atenda às especificações do fabricante
Depósitos	Remover depósitos na manutenção de rotina

7.1.7.3 Aplicação

O calor proveniente de alguns sistemas de caldeiras é utilizado em estufas, seja através da circulação normal de água quente, seja através do aquecimento do ar soprado para dentro das estufas. Esta é também uma maneira relativamente simples e eficiente de se utilizar o gás.

7.1.8 Aquecimento de estufas

Outros projetos de conversão de gás de aterro em energia descobriram que o gás de aterro é prático e econômico no aquecimento de uma estufa localizada próxima ao aterro. Enquanto a eletricidade é comumente usada para acionar ventiladores, luzes e outros equipamentos diversos, combustíveis como petróleo, gás natural e propano são os combustíveis tipicamente queimados no aquecimento de estufas. A substituição desses combustíveis pelo LFG pode resultar em uma economia significativa de custos com combustível. Neste caso, a necessidade de uma estufa depende de uma série de fatores:

- O tipo de cultivo é o que determina a temperatura a ser mantida. Por exemplo, cravos suportam temperaturas pouco acima de 50 graus Celsius, enquanto rosas exigem temperaturas mais quentes.
- A localização geográfica influencia a quantidade de energia necessária para manter a temperatura ideal de crescimento do cultivo. Em latitudes setentrionais, mais frias, o aquecimento de uma estufa necessita de 100.000 a 200.000 BTU por pé quadrado (ft²) de área física.
- O tipo de material de construção usado para aumentar a estufa, dos materiais envidraçados aos sistemas de ventilação, afeta a demanda energética. Vidro, plásticos rígidos ou filmes plásticos usados nas paredes e tetos possuem, cada um, diferentes eficiências térmicas que acabam permitindo diferentes quantidades de perda de calor.
- Vale observar que a estufa não teria de ser aquecida o ano inteiro, mas somente por um período mínimo de 6 meses por ano.

7.2 Gás de aterro em eletricidade

7.2.1 Motores de combustão interna

7.2.1.1 Introdução

O motor recíproco de combustão interna (CI) é a tecnologia de conversão mais comumente utilizada nas aplicações de gás de aterro; quase 80% de todos os projetos de gás de aterro existentes nos Estados Unidos utilizam essa tecnologia (Thorneloe, 1992). A razão para um uso tão disseminado está no custo relativamente baixo, com alta eficiência e uma boa correspondência de porte com a produção de gás em muitos aterros. No passado, a regra geral era de que motores CI fossem geralmente utilizados em locais em que a quantidade de gás fosse suficiente para produzir de 1 a 3 MW (Thorneloe, 1992), ou onde os fluxos de gás de aterro fossem de aproximadamente 625.000 a 2 milhões de pés cúbicos por dia, a 450 BTU por pé cúbico (Jansen, 1992).

Os motores CI são relativamente eficientes na conversão de gás de aterro em eletricidade. Movidos a LFG, os motores CI conseguem obter eficiências energéticas da ordem de 25 a 35%. Historicamente, esses motores são de 5 a 15% menos eficientes funcionando com gás de aterro se comparados com motores em funcionamento com gás natural, embora os projetos mais recentes de motores tenham uma perda de eficiência de menos de 5% com LFG (Augenstein, 1995). As eficiências aumentam mais ainda em aplicações de cogeração nas quais o calor residual é recuperado do sistema de arrefecimento do motor para produzir água quente, ou do sistema de exaustão para produzir vapor a baixa pressão.

Os motores CI adaptados para aplicações a gás de aterro estão disponíveis em diversos tamanhos, e mais motores podem ser acrescentados à medida que a geração de LFG aumenta no aterro (os motores CI mais comumente utilizados em aplicações de gás de aterro se classificam entre 800 e 3.000 kW).

Um problema encontrado por alguns projetos de motores CI diz respeito às licenças ambientais. Tipicamente, os motores CI possuem taxas de emissões de óxido de nitrogênio (NO_x) mais elevadas do que as vistas em outras tecnologias de conversão, de modo que, em algumas áreas, fica mais difícil obter licenças para um projeto que empregue vários motores CI. Para enfrentar esse problema, os fabricantes têm desenvolvido motores que produzem menos NO_x através da melhoria na combustão e de outros recursos para controle de emissões atmosféricas. Com esses avanços, os projetistas das usinas dispõem de maior flexibilidade para usar motores CI em projetos de grande escala.

7.2.1.2 Descrição da tecnologia e do processo

Normalmente, os projetos de LFG usam motores de 4 tempos de mistura pobre, cujo funcionamento é similar ao dos motores de automóveis. Esses motores queimam o LFG com montantes significativos de ar em excesso para obter maior eficiência e menores emissões de NO_x. Para gerar energia, o motor é conectado a um virabrequim, que por sua vez aciona um gerador elétrico para produzir eletricidade.

7.2.1.3 Aplicação

Os modelos de motores utilizados em aterros têm tamanhos variando entre 0,5 e 3 MW, sendo geralmente usados em projetos cujas capacidades variam de 0,8 a 6 MW (muitos destes empregam mais de um motor). Mais recentemente, foram desenvolvidos modelos menores.

Os motores recíprocos são normalmente a tecnologia de geração de eletricidade mais viável e econômica para aterros contendo de 1 milhão a 5 milhões de toneladas de resíduos, mas também têm sido utilizados em aterros com até 10 milhões de toneladas de resíduos (tipicamente, um aterro de RSU com 1 milhão de toneladas de resíduos depositados é compatível com um projeto de eletricidade entre 0,8 e 1 MW).

7.2.1.4 Vantagens

As vantagens relativas aos motores recíprocos estão no baixo custo de capital, na confiabilidade, menos requisitos para processamento de combustível se comparados às turbinas, e adequação de porte para aterros de portes moderados.

7.2.1.5 Desvantagens

Maiores emissões de NO_x e custos de manutenção mais elevados em relação a outras tecnologias.

7.2.1.6 Custos

O custo típico de projetos de geração de eletricidade a partir do gás de aterro usando motores recíprocos varia de 4 a 7 centavos de dólar por kilowatt/hora. Tais despesas abarcam custos de capital, instalação e operação. Esses custos variam, dependendo de se um sistema de coleta de LFG já foi instalado e de outros fatores técnicos específicos do local, e de como o projeto é financiado (financiamento governamental ou privado).

Os custos de capital instalado de projetos de recuperação de gás de aterro para geração de energia através de motores CI estão estimados entre 1 dólar e US\$ 1.300 por kW líquido produzido (dados on-line para EUA, 1996). Tais custos são um indicativo para projetos energéticos em aterros cuja quantidade de resíduo disposto seja de 1 milhão a 10 milhões de toneladas métricas, e abrangem o motor, equipamentos auxiliares, interligações, compressor de gás, construção, engenharia e custos indiretos. Os custos associados ao sistema de coleta de gás de aterro não estão incluídos nessas estimativas.

7.2.2 Sistema de geração por turbina a vapor

7.2.2.1 Introdução

Caldeiras com sistemas a vapor utilizam os mesmos sistemas encontrados nas usinas termelétricas a vapor; esses sistemas foram aplicados em poucos aterros de grande porte apenas, devido ao seu maior custo de capital e às exigências de porte.

7.2.2.2 Descrição da tecnologia e do processo

A água é aquecida para produzir vapor, o qual é expandido em uma turbina e aciona um gerador, produzindo eletricidade.

7.2.2.3 Aplicação

Estes sistemas são adequados para aterros com pelo menos 15 milhões de toneladas de RSU dispostas, e rendem uma produção típica de no mínimo 10 MW de eletricidade.

7.2.2.4 Vantagens

As caldeiras têm grandes eficiências energéticas e emitem menos NO_x do que os motores recíprocos.

7.2.2.5 Desvantagens

Para terem boa relação custo-benefício, precisam ser construídas em tamanhos muito maiores, portanto, não são adequadas para a maioria dos projetos de LFG para geração de eletricidade.

7.2.2.6 Custos

Nestes projetos de grande porte, os custos variam de aproximadamente 4 a 7 centavos de dólar/kWh de eletricidade produzida.

7.2.3 Sistema de geradores por turbinas a gás

7.2.3.1 Introdução

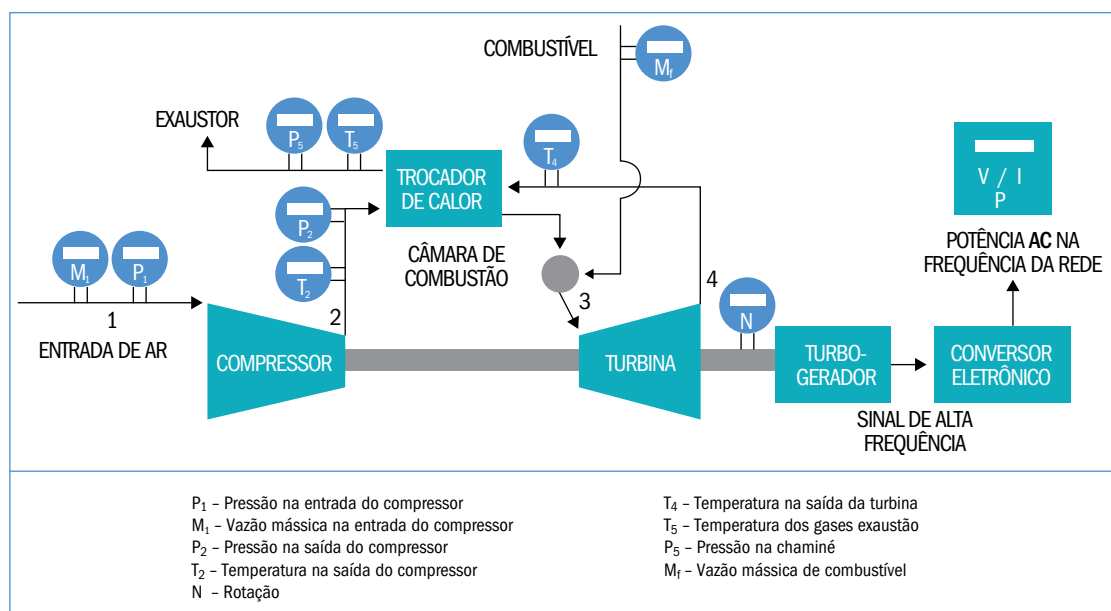
As turbinas a gás são usadas em vários aterros de RSU de grande porte (geralmente, aterros com mais de 5 milhões de toneladas de resíduos e projetos que geram mais de 5 MW de eletricidade).

7.2.3.2 Descrição da tecnologia e do processo

As turbinas a gás aquecem grandes quantidades de ar atmosférico comprimido, o qual é expandido na turbina e desenvolve potência para acionar um gerador elétrico.

As turbinas a gás consistem em motores de ciclo Brayton, que extraem a energia de combustíveis hidrocarbonados através de compressão, combustão e expansão do gás aquecido. O ar é levado até um compressor, onde a pressão atmosférica é aumentada. Em seguida, o ar comprimido é misturado ao combustível e inflamado em um combustor. Em seguida, o gás aquecido se expande até uma turbina, que aciona o compressor e rende trabalho através da rotação do compressor – eixo da turbina. A energia gerada pode ser utilizada para acionar um gerador e, por conseguinte, fornecer eletricidade.

Figura 35. Funcionamento de uma turbina a gás



O processo de operação da turbina a gás é relativamente simples. Primeiro, um gradiente de pressão direciona o ar até o estágio do compressor na turbina. Nessa etapa, um intercooler aumenta a eficiência do compressor resfriando o ar na entrada e, dessa forma, elevando sua densidade. O ar comprimido deixa o estágio do compressor através de um recuperador de calor de exaustão, pré-aquecendo o ar comprimido de forma a aumentar a eficiência da combustão. O ar comprimido pré-aquecido é então misturado ao combustível e, finalmente, queimado.

O gás aquecido resultante se expande até a turbina, produzindo a energia mecânica necessária para gerar eletricidade e operar o estágio do compressor da turbina. Algumas turbinas utilizam um combustor de calor para maximizar a combustão e a expansão do gás através da turbina. O gás de exaustão aquecido resultante é passado através do recuperador de calor para pré-aquecer o ar comprimido que está entrando.

7.2.3.3 Aplicação

O custo de capital relativamente alto das turbinas, as exigências de pressão mais alta do combustível e a menor eficiência de geração de energia tornam-nas menos interessantes para aterros de pequeno porte ou de porte moderado, os quais representam a maioria dos potenciais projetos de geração de eletricidade a partir do LFG restantes.

7.2.3.4 Vantagens

As turbinas a gás utilizam grandes quantidades de ar em excesso e a mistura gás/ar tem um tempo de permanência relativamente curto na zona de combustão. Esses fatores levam ao rápido resfriamento da reação de combustão até gerar temperaturas que não sustentam a formação de NO_x, resultando em emissões de NO_x mais baixas que às dos motores recíprocos. Outra vantagem geral das turbinas está nos custos de manutenção relativamente baixos.

7.2.3.5 Desvantagens

A capacidade de geração dos modelos de turbinas disponíveis atualmente para aterros tende a ser superior a 3 MW, o que configura uma desvantagem para o uso em projetos típicos de geração de eletricidade a partir do LFG.

7.2.3.6 Custos

Os custos típicos de geração de eletricidade utilizando turbinas giram em torno dos 10%, mais elevados que os custos para motores recíprocos em aterros com até 5 milhões de toneladas de resíduos. As turbinas podem ser mais econômicas em aterros grandes (com cerca de 10 milhões de toneladas de resíduos), com variação de custo entre 4 e 7 centavos de dólar por kilowatt/hora nesse tipo de aterro. Esses custos variam, dependendo de se um sistema de coleta de LFG já foi instalado e de outros fatores técnicos específicos do local, e de como o projeto é financiado (financiamento governamental ou privado).

7.2.4 Microturbinas

7.2.4.1 Introdução

A tecnologia de microturbinas é relativamente recente e já foi comprovada em vários aterros de RSU. As primeiras unidades movidas a LFG foram lançadas em 2001.

As microturbinas constituem uma nova opção tecnológica para recuperação energética do LFG, especialmente em aterros menores onde as grandes usinas geradoras de eletricidade geralmente não são viáveis, por razões econômicas e devido às quantidades mais baixas de LFG. Vários projetos envolvendo microturbinas de LFG foram recentemente lançados, demonstrando tanto os riscos como as vantagens dessas aplicações de pequena escala. As microturbinas podem desempenhar um papel importante no desenvolvimento de futuros projetos de LFG, desde que os obstáculos técnicos e econômicos envolvidos sejam superados.

Geralmente, as microturbinas são mais adequadas para aplicações relativamente pequenas (isto é, de menos de 1 megawatt (MW)) e são projetadas para fornecer eletricidade para atender às necessidades de energia do próprio local, bem como de usuários finais extremamente próximos do local de geração. Como ponto de referência, a capacidade de uma microturbina de 30 kilowatts (kW) é capaz de acionar um motor de 40 HP ou satisfazer às necessidades elétricas de aproximadamente 20 residências.

Até a presente data, a maioria das microturbinas oferecidas no mercado é movida a gás natural. Entretanto, também é possível operá-las usando LFG ou outros combustíveis residuais como, por exemplo, o gás de flare de campos petrolíferos e o gás de digestor oriundo de usinas de tratamento de efluentes.

Nos Estados Unidos, já existem quase 100 projetos envolvendo microturbinas movidas a combustíveis residuais, e mais projetos têm sua entrada em operação prevista para breve. Nos últimos dois anos, microturbinas a LFG foram introduzidas em pelo menos 10 aterros nos Estados Unidos, e já existem outros projetos de gás de aterro nos estágios de planejamento e construção.

7.2.4.2 Descrição da tecnologia e do processo

As microturbinas são baseadas nos mesmos princípios de projeto encontrados nas turbinas a gás de maior porte, mas geram montantes de eletricidade muito menores. Por exemplo, modelos típicos de microturbinas geram de 30 a 100 kW de eletricidade.

A tecnologia de microturbinas é baseada no projeto de turbinas de combustão muito maiores empregadas nas indústrias de energia elétrica e de aviação. O funcionamento das microturbinas ocorre da seguinte forma:

- O combustível é levado até a seção do combustor na turbina, à razão de 70 a 80 libras por polegada quadrada medida (psig) de pressão.
- O ar e o combustível são queimados no combustor, liberando o calor que expande o gás de combustão.
- O gás em expansão aciona a turbina a gás que, por sua vez, aciona o gerador, produzindo eletricidade.
- Para aumentar a eficiência geral, as microturbinas são normalmente equipadas com um recuperador que pré-aquece o ar de combustão usando o gás de exaustão na turbina. Uma microturbina também pode ser instalada com uma unidade de recuperação de calor residual para aquecer a água.

Para ilustrar o funcionamento de uma microturbina, apresentamos um esquema geral do processo de microturbinas, além de uma seção transversal de uma microturbina atualmente disponível para a aplicação de LFG (Figura 36).

As microturbinas distinguem-se das turbinas de combustão tradicionais por girarem a velocidades muito mais rápidas. Os modelos hoje no mercado são equipados com mancais de ar ao invés dos mancais mecânicos tradicionais, e sua função é reduzir o desgaste. Uma instalação de microturbina típica movida a LFG possui os seguintes componentes:

- Compressor(es) de LFG;
- Equipamento para tratamento de LFG (para remoção de umidade, siloxanos e particulados);
- Microturbina(s);
- Centros de controle de motores ;
- Painel de interruptores;
- Transformador elevatório.

A extensão requerida das etapas de pré-tratamento de combustível depende das características do LFG e varia de acordo com o fabricante da microturbina. Em algumas instâncias, o gás é resfriado para remover a umidade e as impurezas condensáveis, sendo depois reaquecido para fornecer combustível acima do ponto de condensação para a microturbina. Além de remover a umidade, alguns fabricantes recomendam uma etapa de absorção usando carvão ativado para remover quase a totalidade das impurezas. A Figura 37 apresenta a seção transversal de uma microturbina.

7.2.4.3 Aplicação

Por seu tamanho, as microturbinas são geralmente mais adequadas para aplicações relativamente pequenas, normalmente até 1 MW.

As microturbinas proporcionam vantagens exclusivas sobre outras tecnologias de geração de eletricidade em aterros nos casos em que:

- haja um baixo fluxo de LFG (ou fluxo excedente de um projeto já existente);
- o LFG possua baixo conteúdo de metano;
- as emissões atmosféricas, principalmente do óxido de nitrogênio (NO_x), sejam objeto de preocupação (por exemplo, em áreas em que não é possível obter NO_x, onde o uso de motores recíprocos seria vetado);
- a eletricidade produzida será usada em instalações no próprio local, e não para fins de exportação de energia;
- a oferta de eletricidade não seja confiável e os preços, elevados;
- haja necessidade de água quente no local ou em suas proximidades.

7.2.4.4 Vantagens

Dentre as vantagens das microturbinas, incluem-se menores emissões de NO_x, portabilidade e menos exigências de manutenção se comparadas aos motores recíprocos.

As microturbinas de LFG oferecem as seguintes vantagens quando comparadas com outros tipos de tecnologias de utilização do LFG:

- Tamanho portátil e de fácil manipulação. As microturbinas são modulares e podem ser agregadas em pilhas de múltiplas unidades, de modo que microturbinas simples ou múltiplas podem ser configuradas para adaptar-se ao fluxo de gás e satisfazer aos requisitos energéticos do local. Além disso, podem ser movidas para outro local do projeto ao fim da produção de gás.
- Flexibilidade, As microturbinas podem ser uma opção mais viável em aterros menores e mais antigos, nos quais o gás de aterro não apresenta qualidade e quantidade compatíveis com tecnologias mais tradicionais de geração de energia elétrica a partir do LFG. Podem também ser viáveis em projetos de LFG de maior porte com excesso de gás não utilizado.

Figura 36. Esquema do processo de microturbinas

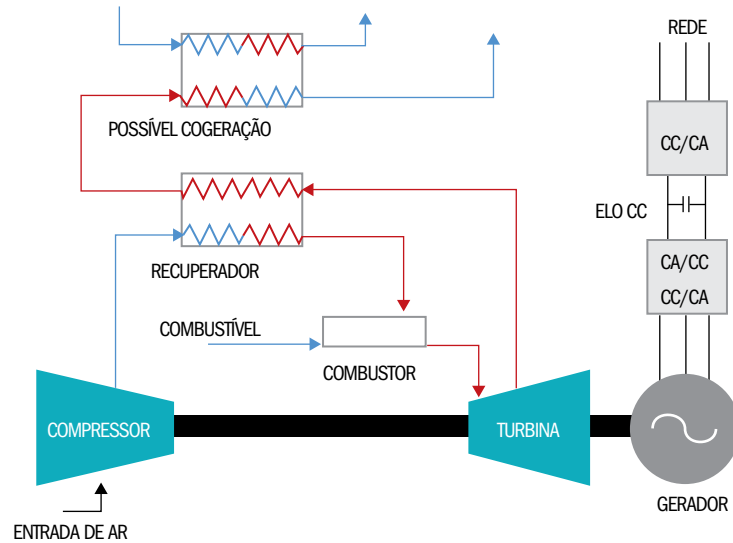
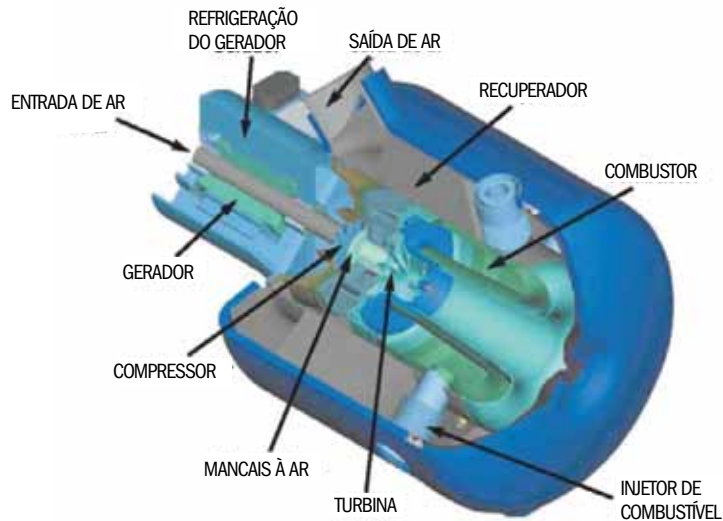


Figura 37. Seção transversal de uma microturbina



- Poucas peças móveis, compactas. As microturbinas têm o porte aproximado de um refrigerador grande e exigem mínima operação e manutenção. O uso de mancais de ar acoplados a um gerador refrigerado a ar elimina a necessidade de lubrificação e de sistemas de arrefecimento líquido.
- Menor emissão de poluentes. As microturbinas queimam de forma mais limpa se comparadas aos motores recíprocos. Por exemplo, os níveis de emissões típicos de NO_x nas microturbinas chegam a menos de um décimo das verificadas nos motores recíprocos de melhor rendimento, além de serem inferiores às emissões ocorridas em um flare.
- Capacidade de queima de LFG com baixo conteúdo de metano. As microturbinas podem funcionar com LFG com conteúdo de metano de 35%, podendo chegar até menos de 30%.

- Capacidade de gerar calor e água quente. A maioria dos fabricantes de microturbinas oferecem um gerador de água quente como equipamento standard para produzir água quente (até 200°F) a partir do calor residual na exaustão. Esta opção pode substituir combustíveis relativamente caros como o propano, necessário para aquecer a água em climas mais frios para atender aos requisitos de aquecimento de espaços. A venda ou a utilização de calor residual das microturbinas pode fortalecer significativamente a economia do projeto.

7.2.4.5 Desvantagens

Desvantagens incluem elevados custos de capital, exigência de alta pressão no combustível e de tratamento do gás, e eficiência de conversão energética relativamente baixa.

Dentre as desvantagens das microturbinas como opção de uso do LFG estão:

- menor eficiência do que os motores recíprocos e outros tipos de turbinas, e consumo de combustível aproximadamente 35% superior por kWh produzido.
- as microturbinas são sensíveis à contaminação por siloxano e, além disso, se prevê que o gás de aterro fornecido às microturbinas geralmente exija um pré-tratamento mais elaborado do que o LFG usado em turbinas convencionais ou em outras fontes de geração.
- atualmente, existem no mercado alguns compressores de baixo fluxo e alta pressão que atendem às necessidades das microturbinas sem implicar em custos elevados de modificação dos equipamentos; uma solução apropriada teria de ser identificada para permitir a entrega de LFG às microturbinas a um custo baixo, sem ter de aumentar significativamente a carga parasita.
- necessidade de reunir informações acerca da confiabilidade no longo prazo, bem como dos custos de operação e manutenção das turbinas de LFG.

7.2.4.6 Fornecedores

Bowman Power (Southampton, Inglaterra); Capstone Turbine Company (Chatsworth, Califórnia); Elliott Energy Systems (Jennette, Pensilvânia); Ingersoll-Rand (Portsmouth, New Hampshire); e Turbec (Malmö, Suécia).

7.2.4.7 Custos

Os custos estimados, para o Brasil, para os projetos de geração de eletricidade por microturbinas a nível global partir do LFG são, geralmente, de 7 a 14 centavos de dólar por kWh. O extremo inferior da faixa representa um aterro com um sistema de coleta de gás já instalado (o que é improvável nos aterros pequenos) e que gera energia para uso no próprio local, evitando os custos associados com a conexão à rede de energia.

As taxas caloríficas das microturbinas são de, geralmente, 14.000 a 16.000 BTU/kWh. O custo instalado total de um projeto de microturbinas de LFG é estimado em US\$ 4.000 a 5.000 por kW em sistemas menores (30 kW), diminuindo para US\$ 2.000 a 2.500 por kW em sistemas maiores (a partir de 200 kW). Os custos com operação não-combustível e manutenção chegam a aproximadamente 1,5 a 2 centavos de dólar por kWh.

Os projetos de microturbinas a LFG são os mais econômicos dentro de um cenário de diferimento no varejo (o diferimento no varejo é a substituição da energia elétrica comprada pela energia autogerada). Em muitos casos, o custo de geração de eletricidade com microturbinas será mais elevado do que o preço pelo qual é vendido às distribuidoras.

7.3 Gás de aterro para gás natural²³

Tipicamente, o LFG contém de 40 a 55% de metano ao chegar à estação de queima do aterro, sendo o equilíbrio do gás formado principalmente por dióxido de carbono e, depois, ar (nitrogênio + oxigênio) e vapor de água. O LFG também comporta compostos-traço como NMOCs (como o tolueno, o tricloroetileno e o cloreto de vinila) e sulfeto de hidrogênio. O poder calorífico (HHV) do LFG fica em torno de 14,9 a 20,5 MJ/m³ (400 a 550 BTU/ft³). O LFG pode ser utilizado para substituir o gás natural de duas maneiras: primeiro, ele é sujeito a uma limpeza leve e transportado até um usuário final por meio de um gasoduto dedicado. O gás resultante preserva o seu conteúdo energético original e o LFG substitui – ou é misturado com – gás natural no ponto de uso. O gás natural tem poder calorífico em torno de 37,3 MJ/m³ –1,000 BTU/ft³– (HHV). Conforme discutido acima, esse “uso direto” do LFG é comumente denominado uso de gás de “médio BTU”.

A segunda maneira de substituir o gás natural é injetá-lo em uma rede de distribuição de gás natural já existente. Quando distribuído aos clientes através dos dutos, o gás natural deve atender a severos padrões de qualidade. Os operadores do gasoduto somente permitirão a entrada do LFG nos dutos após o processamento para aumentar seu conteúdo energético e atender às severas normas relativas a sulfeto de hidrogênio, umidade, dióxido de carbono e NMOCs. A necessidade de praticamente dobrar o conteúdo energético do LFG tem levado o setor de utilização de LFG a chamar de gás de “alto BTU” ao gás beneficiado para atingir qualidade para bombeamento nos gasodutos.

Um gás típico com qualidade para gasoduto tem as seguintes especificações:

- Poder calorífico (HHV) > 36,1 MJ/m³ (970 BTU/ft³)
- Sulfeto de hidrogênio < 4 ppmv
- Vapor de água < 0,11 g/m³ (7 lbs/milhão ft³)
- Oxigênio < 0,4 %
- Dióxido de carbono < 3 %
- Nitrogênio e dióxido de carbono < 5 %

Com efeito, a limitação de 36,1 MJ/m³ – 970 BTU/ft³– (HHV) requer limitar a concentração de oxigênio + dióxido de carbono + nitrogênio em menos de 3%. O gás resultante também deve estar livre de substâncias inaceitáveis do ponto de vista ambiental e ser pressurizado de acordo com a pressão do gasoduto ao qual a unidade produtora de gás está interligado. A pressão típica do gasoduto varia de 100 a 500 psig.

As seguintes etapas devem ser seguidas para converter o LFG em gás com qualidade para gasoduto:

Prevenção da infiltração de ar no campo de poços de LFG;

- Remoção da umidade;
- Remoção do enxofre;
- Remoção do NMOC; e
- Remoção do dióxido de carbono.

Se o gás for destinado à injeção em um sistema de bombeamento de gás natural, deverá ser resfriado e

²³ Esta seção é um trecho de “Emerging Landfill Gas Utilization Alternatives: Pipeline Quality Gas; Vehicle Fuel; Hydrogen; Methanol and Fuel Cells”, SCS Engineers, Jeffrey L. Pierce, Fevereiro de 1999.

comprimido. Poeira e hidrocarbonetos halogenados têm de ser removidos e, por razões de segurança, o gás deve ser odorizado.

A remoção do dióxido de carbono é o principal passo a ser dado para aumentar o conteúdo energético. A prevenção da infiltração de ar no campo de poços também é uma etapa crítica, não apenas porque a infiltração de ar reduz o conteúdo energético, mas também porque é uma etapa necessária para atender limitações estritas de nitrogênio e oxigênio do gás resultante. A adição dos estágios de processamento para remover o nitrogênio e o oxigênio do LFG é amplamente considerada uma etapa caríssima e proibitiva. Na maioria dos aterros, a eliminação da infiltração de ar exigirá a instalação de poços situados no “núcleo” do aterro para suprir a instalação de uso. Com frequência, um sistema perimétrico separado da coleta de LFG deverá ser operado para controlar a migração de gás. Cada poço no sistema de gás principal deve ser cuidadosamente monitorado de modo a permanecer o mais próximo possível de uma operação prática com infiltração “zero” de ar.

8 Levantamento de eventuais programas ou subsídios públicos que estimulem a produção de energia renovável

Dentre os programas de incentivo a geração de energia renovável no Brasil, um marco importante surgiu com a Lei 10.438/02 e o Decreto 4.541 que, respectivamente, criaram e regulamentaram em 2004, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), cujos objetivos eram a diversificação da matriz energética brasileira, o aumento da segurança no abastecimento de eletricidade e a valorização das características e potenciais energéticos de cada região do Brasil. Uma das consequências do PROINFA, foi a redução das emissões de gases de efeito estufa e o desenvolvimento de uma quantidade significativa de projetos de MDL.

Em 2007, surge o Plano Nacional sobre Mudança do Clima criado para identificar, planejar e coordenar ações de mitigação de GEE e de adaptação da sociedade aos impactos oriundos das alterações climáticas. Com a aprovação da Política Nacional Sobre Mudança do Clima em 2010, criou-se o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (Fundo Clima) para apoiar financeiramente projetos e estudos com foco na adaptação e na mitigação às mudanças climáticas, surgindo assim neste contexto a possibilidade adicional de financiamento oferecido pelo BNDES para projetos de energias renováveis.

8.1 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

O PROINFA foi criado e regulamentado com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida pelo Produtores Independente Autônomos (PIA) no Sistema Interligado Nacional (SIN), a partir das fontes eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa.

A primeira fase do PROINFA considerou que os contratos seriam realizados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, prevendo a instalação de 3.300 MW de capacidade adicionais ao sistema elétrico brasileiro, a partir de fontes renováveis, subdivididos em 1.100 MW para cada tipo de fonte: eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa (dentro desta fonte, contemplou-se a geração de eletricidade a partir de biogás, madeira, bagaço de cana-de-açúcar e casca de arroz). O programa assegurava a compra da energia produzida por 20 anos e garantia a receita mínima ao empreendedor de 70% da energia contratada.

O PROINFA previa, também, que no caso das metas estipuladas para cada uma das fontes não terem sido atingidas, caberia à ELETROBRÁS contratar imediatamente as quotas remanescentes de potência entre os projetos habilitados nas demais fontes, seguindo o critério de antiguidade da Licença Ambiental de Instalação.

Outra exigência do programa foi que somente poderiam participar da Chamada Pública. Produtores que comprovassem um grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, sessenta por cento (60%), na primeira etapa do programa e noventa por cento (90%) na segunda fase, em cada empreendimento. A contratação das instalações seria realizada mediante Chamada Pública, considerando os seguintes critérios²⁴:

- Instalações que já tiverem a Licença Ambiental de Instalação (LI);
- Instalações que tiverem a Licença Prévia Ambiental – LP.

A segunda fase do programa considerava que, depois de atingida a meta inicial de implementação de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa seria realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa fossem responsáveis por 10% do consumo anual de energia elétrica no país, em até 20 anos, incorporando o prazo e os resultados da primeira etapa.

O PROINFA teve o apoio financeiro das seguintes instituições:

- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);
- Banco do Brasil (BB);
- Banco da Amazônia S.A (BASA) e Agência de Desenvolvimento da Amazônia (ADA – Fundo de Desenvolvimento da Amazônia).

Os valores estabelecidos para pagamento da energia proveniente das diferentes fontes visavam estimular o desenvolvimento das diferentes fontes alternativas de energia e foram estipulados conforme Tabela 22. Para alguns casos, como a energia eólica, estes valores continuam superiores aos valores pagos nos recentes leilões de energia.

²⁴ No caso de existirem instalações com LI e LP em número maior do que a disponibilidade de contratação pela Eletrobrás, foi definido que seriam contratadas aquelas cujas licenças ambientais possuíssem menores prazos de validade remanescente.

Tabela 22. Valores Econômicos PROINFA

Fonte: ELETROSUL PROINFA, 2006

Fonte	R\$/MWh
PCH	132,52
Eólica Max	231,40
Eólica min	204,04
Bagaço de cana	106,19
Casca de arroz	116,87
Resíduos de madeira	114,77
Biogás de Aterro	191,47

Tabela 23. Processo de Contratação de Energia

Fonte: ELETROSUL PROINFA, 2006

	Pot. Contr. (MW)	Energia (MW/h/ano)	Custo (MR\$/ano)
PCH	1.191,24	6.511.196	800
Eólica	1.422,92	3.719.799	786
Biomassa	685,24	2.304.992	233
Total	3.299,40	12.555.987	1.819

O resultado do Processo de Contratação da energia do PROINFA resultou em um montante aproximado de 12,6 milhões de MWh/ano, representado um custo aproximado de R\$ 1,82 bilhões/ano, conforme Tabela 23.

Ao final, foram contratados 144 empreendimentos, totalizando 3.299,40 MW contratados, sendo:

- PCH: 63 empreendimentos = 1.191,24 MW
- Eólica: 54 empreendimentos = 1.422,92 MW
- Biomassa: 27 empreendimentos = 685,24 MW

Os baixos valores estabelecidos para biomassa e as barreiras existentes no programa (como exigência mínima de nacionalização dos equipamentos e a necessidade mínima de licença prévia ambiental) inviabilizaram a contratação do total de energia previsto para biomassa sendo que no caso da contratação de energia a partir de biogás a situação não foi diferente e nenhum projeto acabou sendo contratado. O valor pago não garantia o retorno do investimento e segundo especialistas da área a geração de energia a partir de biogás em grandes aterros só tornou-se viável a partir da venda de créditos de carbono (GUSMÃO 2003²⁵ *apud* GAZETA MERCANTIL 2003).

²⁵ Gusmão.M.V., Crédito de Carbono Impulsiona usinas, Gazeta Mercantil

Assim, foi realizado um segundo leilão para contratar a eletricidade remanescente da biomassa, sendo que o maior beneficiado por este leilão foi a energia eólica, a um preço superior aquele ofertado para biomassa.

8.2 Redução de tarifas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Posteriormente, a ANEEL revisou as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, eliminando as tarifas até então aplicadas para determinadas fontes.

O resultado da Audiência Pública nº 011/2004, que visava obter subsídios e estabelecer os procedimentos para a redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, fez com que a ANEEL revisasse as tarifas da Resolução Normativa nº 77, de 18 de Agosto de 2004. Essa revisão assegurou o direito a 100% de redução, das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW (caracterizados como pequena central hidrelétrica), e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW. No caso da insenção das tarifas para biomassa, também é necessário utilizar como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário, ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

A partir desse cenário, foi possível perceber uma significativa melhora no aproveitamento do biogás de aterro, tornando-se cada vez mais viável a instalação de projetos mitigadores de emissões de GEE e de projetos energéticos no setor.

8.3 Fundo Nacional Sobre Mudanças Climáticas (Fundo Clima)

Criado em 2010, o Fundo Clima é um dos instrumentos da Política Nacional sobre Mudança do Clima do Ministério do Meio Ambiente (MMA) para garantir recursos visando apoio a projetos que tenham como objetivo a mitigação e adaptação das mudanças climáticas.

Para financiar essas ações se utilizam recursos da participação especial dos lucros da cadeia produtiva do petróleo, Num primeiro momento foi alocado um orçamento de R\$ 226 milhões, sendo que:

- R\$ 200 milhões voltados para empréstimos e financiamentos à área produtiva, financiados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento e Social (BNDES)²⁶. Para projetos de Resíduos com aproveitamento energético e de Energia Renovável, o BNDS partilha uma redução de 1,0% a.a sobre as taxas usuais.
- R\$ 26 milhões administrados pelo MMA para investir em projetos de pesquisa, mobilização e avaliações de impacto das mudanças do clima, podendo ser repassado para estados e municípios por meio de convênios e termos de cooperação.

²⁶ Dinheiro transferido ao BNDES pelo MMA.

O fundo poderá ainda receber recursos de outras fontes, inclusive doações internacionais, que venham a ser estabelecidas no âmbito da Convenção Quadro das Mudanças Climáticas da ONU (UNFCCC) e possui 6 subprogramas, com destaque especial para dois específicos:

- Energias Renováveis; e,
- Resíduos com aproveitamento energético.

8.3.1 Fundo Clima – Energia Renovável

Consiste em apoiar investimentos cujos empreendimentos destinam-se a: implantação de projetos de geração de energia em sistemas elétricos isolados que em sua configuração normal não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir da captura da energia eólica, inserção de projetos de geração de energia a partir da captura da radiação solar, energia dos oceanos (marés, ondas e outras) e da biomassa, exceto derivada da cana-de-açúcar, e estabelecer projetos que visem o desenvolvimento tecnológico ou da cadeia produtiva do setor de energia eólica, dos oceanos (marés, ondas e outras) ou energia solar, inclusive plantas de purificação de silício.

8.3.2 Fundo Clima – Resíduos com aproveitamento energético

Consiste em apoiar projetos de racionalização da limpeza urbana e destinação de resíduos com aproveitamento para geração de energia localizada em uma das cidades sede da Copa do Mundo ou em suas respectivas regiões metropolitanas.

Os apoios aos empreendimentos baseiam-se na inserção de Projetos de racionalização de limpeza urbana associada à destinação de resíduos com aproveitamento energético, e na implantação, modernização e ampliação de empreendimentos destinados à destinação de resíduos com aproveitamento energético.

8.4 Plano Nacional Sobre Mudança do Clima – PNMC

O Plano Nacional Sobre Mudança do Clima criado em 2008, é coordenado pelo Ministério do Meio Ambiente e foi desenvolvido para orientar, estruturar e coordenar as ações de governo e dos diversos setores da sociedade (indústria, resíduos, financeiro, agricultura e florestal entre outros) na redução das emissões de gases de efeito estufa.

Seu objetivo é o de identificar, planejar e coordenar as ações para mitigar as emissões e adaptar a sociedade aos impactos das alterações climáticas, incentivar a eficiência no desempenho dos vários setores da economia, manter elevada a participação de fontes renováveis de energia na matriz energética nacional, promover o aumento sustentável da participação de biocombustíveis na matriz de transportes nacional, buscar a redução sustentada das taxas de desflorestamento ilegal, até que se atinja o desmatamento zero, eliminar a perda líquida da área de cobertura florestal no Brasil até 2015, fortalecer ações intersetoriais voltadas à diminuição das vulnerabilidades das populações, identificar os impactos ambientais decorrentes da mudança do clima e fomentar o desenvolvimento de pesquisas científicas.

De acordo com o estudo CEPEA/ESALQ encomendado pelo Ministério do Meio Ambiente em 2005, dentre as fontes nacionais emissoras de Metano, os resíduos sólidos urbanos representam 12% do total, sendo que 84% das emissões são oriundas dos aterros (PNMC, 2008). Desta maneira, o plano contemplou medidas de mitigação para o setor de resíduos por meio da recuperação de metano em aterros sanitários, incineração com recuperação energética e reciclagem, além de metas de incentivo ao aproveitamento energético do biogás de aterro sanitário.

Segundo o PNMC, o setor público federal financia o sistema de destinação final e de infraestrutura para o setor de Resíduos, Esse financiamento vem por meio de transferências voluntárias²⁷ provenientes dos Ministérios das Cidades, Saúde (FUNASA) e Ministério da Integração (CODEVASF).

²⁷ Transferências voluntárias consistem na entrega de recursos correntes ou de capital a outro ente da Federação, a título de cooperação, auxílio ou assistência financeira, que não decorra de determinação constitucional, legal, ou os destinados ao Sistema Único de Saúde (Lei Complementar nº 101/2000, art. 25). Disponível em: http://www.senado.gov.br/sf/senado/ilb/pdf/ManualObtRecFedMun20052006/Cap_02.pdf

9

Conclusões e recomendações

O setor de destinação de RSU é um dos principais contribuintes com as emissões de GEE no Brasil, o que foi evidenciado no último Inventário Nacional das Emissões de Gases de Efeito Estufa.

Segundo as estatísticas setoriais dos últimos anos, aumentaram os níveis de cobertura no serviço de limpeza, bem como os percentuais de coleta de resíduos e destinação em aterros sanitários. Entretanto, ainda há um longo caminho a percorrer, já que ainda existe no Brasil uma quantidade importante de resíduos que não são coletados, enquanto outra parte não é depositada em locais com condições adequadas, o que leva a um significativo impacto ambiental.

Também se espera que, junto com o crescimento da população e o desenvolvimento econômico do país, a geração de resíduos continue a tendência ascendente.

Estima-se que as regiões Sudeste e Nordeste serão responsáveis por aproximadamente 75% da geração de resíduos no país nos próximos anos. De igual forma, estas regiões serão responsáveis pelas emissões de uma quantidade similar de GEE.

No entanto, é importante ressaltar que a região Sudeste, que é a principal região geradora de emissões de GEE, é também a que apresenta a maior porcentagem de destinação em aterros sanitários (72%) e possui projetos de mitigação implementados e com potencial de implementação, e por isso mesmo, os esforços de mitigação deverão ser direcionados àquelas regiões onde a participação de aterros sanitários ainda é baixa e onde ainda existe presença significativa de aterros controlados e lixões, como ocorre nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Assim como na região Sudeste, a região Sul apresenta uma maior participação de aterros sanitários como prática de destinação final de resíduos (70%).

Para que haja um menor impacto sob o ponto de vista das emissões de GEE, é necessário gerar as condições para o desenvolvimento de projetos de mitigação.

O MDL foi um mecanismo que incentivou efetivamente a formulação e o desenvolvimento de projetos de mitigação e redução de emissões em aterros sanitários no país.

Antes do MDL, eram poucos os locais de destinação que implementavam práticas adequadas de gerenciamento do gás. Porém, os resultados do MDL podem ser descritos como aceitáveis ou regulares já que, apesar da existência de um número importante de projetos (46) e com uma estimativa de um potencial de mitigação próxima a 12 milhões de tCO₂e por ano, até a presente data e às vésperas de concluir o primeiro período de compromissos do Protocolo de Quioto, apenas 9,1 milhões de RCEs foram efetivamente emitidas no Brasil.

Não obstante, cabe notar que isto não significa que a mitigação nos termos de Quioto está limitada a esta quantidade. Pelo contrário, muitas iniciativas efetivamente estão ocorrendo, mas devido à algumas ineficiências do sistema do MDL, os proprietários dos projetos não conseguem recuperar seus investimentos e não há registros públicos dos relatórios de monitoramento, apesar de a mitigação estar efetivamente ocorrendo.

O MDL também trouxe alguns aspectos negativos para alguns projetos. Devido à pouca flexibilidade do mecanismo, muitos projetos que inicialmente tinham a intenção de capturar e queimar o biogás identificaram a oportunidade de aproveitar este recurso energético. Entretanto, por compromissos contratuais com os compradores das RCE e devido à rigidez do sistema, entre outros aspectos, não conseguiram ter uma maior participação no aproveitamento do potencial energético.

O conhecimento que o MDL trouxe ao setor tem ajudado a compreender detalhes da geração de biogás no interior dos aterros, pelo qual muitas empresas têm gerado capacidades para a tomada de decisões sobre a implementação de projetos de mitigação.

Para complementar os benefícios que o MDL trouxe ao sector, é necessário criar um maior estímulo por meio de subsídios ou de algum outro esquema que estimule a implementação de projetos de mitigação no país e o aproveitamento energético do biogás. Os incentivos existentes atualmente não tiveram impacto significativo e a decisão de implementar ou não um projeto depende de cada caso e das condições particulares em torno do projeto. É importante ressaltar que qualquer estímulo deve ser desenvolvido com muito cuidado para não afetar as condições naturais do mercado energético.

Como resultado deste exercício de construção do atlas de biogás no Brasil, pela primeira vez foi possível compilar informações para integrar estatísticas nacionais sobre a geração, coleta e destinação final com informações sobre emissões, mitigação, tecnologias e potencial energético do biogás.

Estas informações serão de grande utilidade para fazer uma análise dos resultados logrados até esta data, projetar emissões de GEE e monitorar avanços setoriais. A atualização destas informações permitirá ter disponíveis informações de primeira mão para todos os atores interessados.

Bibliografia

Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais – ABRELPE. Panorama dos Resíduos Sólidos Brasil 2009, 2010, 2011.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Fundo Clima – Energias Renováveis. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html. Acesso em 15/08/2012.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Fundo Clima – Resíduo com Aproveitamento Energético. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/residuos.html. Acesso em 15/08/2012.

Bolsa de Mercadorias e Futuros – BMF. Mercado de Carbono. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/mercados/mercado-de-carbono/mercado-de-carbono.aspx?aba=tabItem4&=&idioma=pt-br#1>. Acesso em 25 de Outubro de 2012.

Brasil.gov. Planos setoriais de redução de emissões dão os primeiros resultados. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/noticias/arquivos/2011/11/22/planos-setoriais-de-reducao-de-emissoes-dao-os-primeiros-resultados>) Acesso em: 25 de Outubro de 2012.

Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental – CETESB. Projeto Cetrel. Disponível em: <http://www.cetrel.com.br/bioenergia.aspx>. Acesso em 15/08/2012.

Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental – CETESB. Projeto de Agroenergia. Disponível em: <http://www.cetesb.sp.gov.br/>. Acesso em 15/08/2012.

DACHERY.J.M. ANEEL Aprova Regulamentação para Energia Solar Fotovoltaica. Abril de 2012. Disponível em: http://energiarenovavel.org/index.php?option=com_content&task=view&id=712&Itemid=310. Acesso em 15/08/2012.

FOREST TRENDS. Back to the Future State of the Voluntary Carbon Markets 2011. Disponível em http://www.forest-trends.org/documents/files/doc_2828.pdf. Acesso em 15 Outubro de 2011.

CDM.Glossary of CDM Terms. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/glossary.html>. Acesso em 25 de Outubro de 2012.

GOVERNO FEDERAL COMITÊ INTERMINISTERIAL SOBRE MUDANÇA DO CLIMA. Plano Nacional sobre Mudança do Clima Setembro 2008. Decreto nº 6.263 de 21 de novembro de 2007. Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/169/_arquivos/169_29092008073244.pdf. Acesso em 15/08/2012.

Instituto Carbono Brasil. Espaço Reuters: Analistas reduzem estimativas do preço de Carbono da ONU para 2020. Disponível em: http://www.institutocarbonobrasil.org.br/espaco_reuters/noticia=732014. Acesso em 26 de Outubro de 2012.

Instituto Nacional de Ecología. PNUD México. Reporte Final “Diagnóstico y Evaluación de los Esquemas Financieros para proyectos de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero” 25 de Septiembre de 2012.

Institute for Global Environmental Strategies (IGES). Towards CDM Reform.

IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 5 – Waste. Disponível em http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/pdf/5_Waste.pdf. Acesso em 26/08/12.

Ministério de Minas e Energia – MME. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>. Acesso em 15/08/2012.

Mudanças Climáticas. Adicionalidade. Disponível em: <http://www.mudancasclimaticas.andi.org.br/content/adicionalidade>. Acesso em 25 de Outubro de 2012.

Point Carbon. Japan picks first bilateral offset mechanism projects. August. 2010.

Promotion of practical GHG emissions reduction through the Bilateral Offset Mechanism including REDD+Projects. METI. Dezembro. 2010.

Presidência da República Casa Civil. LEI Nº 12.305. DE 2 DE AGOSTO DE 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm Acesso em 25 de Outubro de 2012.

Smeraldi, Roberto. O Novo Manual de Negócios Sustentáveis. São Paulo. Publifolha: 2009.

The Landscape of Climate Finance. Climate Policy Initiative. Disponível em <http://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/10/The-Landscape-of-Climate-Finance-120120.pdf>. Acesso em: 11 de junho de 2012.

The World Bank. Observations of Solid Waste Landfills in Developing Countries: Africa. Asia. and Latin America. Lars Mikkel Johannessen with Gabriela Boyer. 1999. Urban Development Division. Waste Management Anchor Team.

UNFCCC. CDM Methodologies. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-02-v2.2.pdf>. Acesso em 25 de Outubro de 2012.

United States Global Change Research Program. National Climate Change. Disponível em: <http://www.globalchange.gov/publications/reports/scientific-assessments/us-impacts/full-report/national-climate-change>. Acesso em 25 de Outubro de 2012.

ESTUDOS DE CASO

A íntegra dos estudos de caso está disponibilizada na edição digital deste documento, que pode ser obtida online através do site www.abrelpe.org.br.

Apresentação

O conteúdo deste anexo apresenta tres estudos de caso relacionados com a recuperação, queima e aproveitamento de biogás em tres aterros sanitários no Brasil. O objetivo principal ao apresentar estes estudos de caso, é ilustrar a forma como usualmente se avalia a viabilidade deste tipo de projetos, os resultados e as conclusões às quais se chegou em cada um dos casos.

Os tres aterros para os quais se apresenta esta análise foram os seguintes:

- CTR São Mateus, localizado no estado do Espírito Santo;
- CTR Santa Rosa, localizado no estado do Rio de Janeiro, no município de Seropédica;
- CTR Candeias, localizado no estado de Pernambuco, no município de Jaboatão dos Guararapes na área Metropolitana de Recife.

Para o caso do aterro CTR São Mateus, no Espírito Santo, incluíram-se informações mais detalhadas do que nos outros dois aterros, porque estas informações estavam disponíveis.

Para os casos dos aterros CTR Santa Rosa e CTR Candeias, as informações incluídas nesta análise correspondem a informações públicas. Basicamente se utilizaram as informações incluídas nos documentos de concepção do projeto MDL (PDDs) que foram publicados no site da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC).

Nos tres casos são apresentadas informações gerais sobre o aterro e sobre o projeto, uma estimativa do potencial de geração e recuperação de biogás, redução de emissões de GEE que poderiam ser mitigadas e os resultados da análise de investimentos.

1

CTR São Mateus: Estado do Espírito Santo

1. Informações sobre o aterro

1.1 Generalidades do projeto

O novo aterro sanitário ainda não se encontra em operação e estima-se que sua operação deve se iniciar em 2013/2014. A localização e acesso às Glebas será pela ES-381, km 41, na localidade Nestor Gomes, São Mateus/ES.

O aterro sanitário atenderá em parte ao Sistema Regional de Destinação Final Adequada de Resíduos Sólidos Urbanos do Projeto “Espírito Santo Sem Lixão”, mais especificamente da unidade de destinação final da Região Norte, formada pelos municípios de Água Doce do Norte; Barra de São Francisco; Boa Esperança; Conceição da Barra; Ecoporanga; Jaguaré; Montanha; Mucurici; Nova Venécia; Pedro Canário; Pinheiros; Ponto Belo; São Mateus; Sooretama; Vila Pavão.

O Projeto “ES sem Lixão” foi concebido pelo Governo do Estado do Espírito Santo, visando a implantação de sistemas regionais de destinação final adequada – composto por Estações de Transbordo + Transporte Regional + Aterro Sanitário. O Governo do Estado do Espírito Santo arcará com a implantação da infra-estrutura e a pré-operação. Após este período o aterro será operado por uma empresa contratada em regime de concessão pública.

A área que será utilizada para a implantação do empreendimento é de propriedade do Sr. Luiz Cantaratto. O projeto prevê a implantação de um aterro sanitário nesta gleba, com vida útil superior à 20 anos.

O projeto executivo já foi executado e entregue ao Governo do Estado que deverá realizar licitações para a contratação de empresas privadas que deverão se responsabilizar pela implantação do projeto e por sua posterior operação. Prevê-se que tanto na fase de pré-operação, quanto na fase de operação, o aterro será operado por empresas privadas, porém não necessariamente serão as mesmas empresas que executarão as etapas de pré-operação e operação.

Figura 1. Localização do projeto (ES-381, km 41, na localidade Nestor Gomes, São Mateus/ES)



A precipitação anual é de aproximadamente 1.211 milímetros. A temperatura média gira em torno dos 24°C¹. Domínios morfoclimáticos: Anticiclone semifixo do Atlântico Sul e Anticiclone Polar Móvel.

Foi desenvolvido um estudo preliminar para avaliar a viabilidade de apresentar o projeto de recuperação e aproveitamento de biogas neste novo aterro CTR São Mateus sob o MDL. O estudo foi concluído em dezembro de 2011. Parte das informações apresentadas neste estudo de caso corresponde aos resultados apresentados no referido estudo.

1.2 Geração e disposição dos resíduos

De acordo com as informações obtidas durante a consulta, o aterro sanitário espera atender uma população aproximada de 397.000 habitantes de 15 diferentes municípios da região e espera receber cerca de 362 toneladas por dia para o ano de 2013. A Tabela 1 apresenta os diversos municípios que serão atendidos, a população estimada para 2010 e a projeção de resíduos gerados para cada município. É importante destacar que para o ano de 2010 se estimava uma geração diária de 310 toneladas de resíduos.

Para a projeção de resíduos que serão dispostos durante os 20 anos de vida útil, a MGM estimou um crescimento anual aproximado de 0,5%. Isto implica numa quantidade total aproximada de 2,7 milhões de toneladas dispostas em 20 anos e que ocupariam um volume estimado de 3,5 milhões de m³ (considerando uma densidade de compactação de 1,3 m³/tonelada). A tabela 2 apresenta detalhes sobre a estimativa anual e acumulada de resíduos durante a vida útil.

A base do aterro inicia-se na cota 40 e a última camada do aterro finaliza-se na cota 104. Na Figura 2 está indicada a topografia final esperada para o aterro ao final de sua vida útil.

1.3 Composição dos resíduos

Até o momento da preparação deste relatório, não existiam informações detalhadas sobre a composição dos resíduos na zona de influência do projeto. Sendo assim, foram utilizados como referência² dados relatados pelo IPCC para países da América do Sul e a MGM realizou alguns ajustes considerando as principais atividades produtivas e as condições sócio econômicas da região. Os valores estimados da composição dos resíduos estão apresentados na Tabela 3.

¹ Fonte: EIA/RIMA CTR SÃO MATEUS VEREDA 2010

² 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5, Waste. Chapter 2: Waste generation

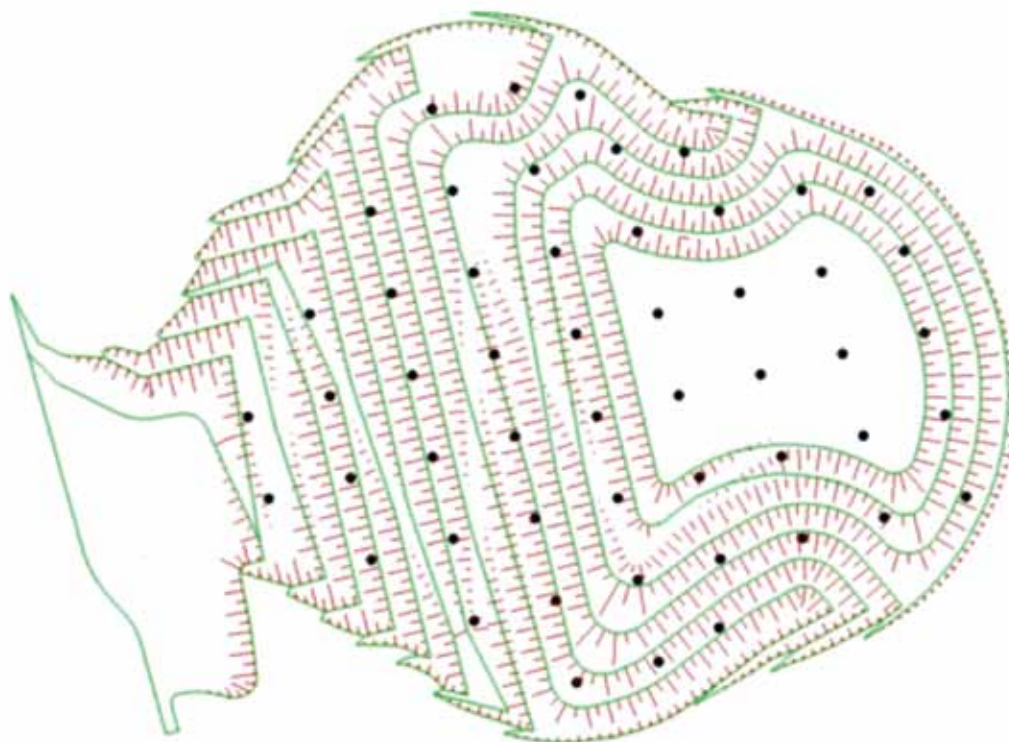
Tabela 1. Projeção de resíduos – 2010

Municípios	População Projetada em 2010 (a)	Geração Média per Capita (b)	Geração Média Diária em 2010 (c)	
	(hab)	(kg/hab.dia)	(t/dia)	(m ³ /dia)
Água Doce do Norte	11.858	0,83	9,8	21,9
Barra de São Francisco	39.630	0,74	29,3	65,2
Boa Esperança	12.910	0,83	10,7	23,8
Conceição da Barra	30.584	0,74	22,6	50,3
Ecoporanga	23.200	0,83	19,3	42,8
Jaguare	21.923	0,83	18,2	40,4
Montanha	17.983	0,83	14,9	33,2
Mucurici	5.873	0,83	4,9	10,8
Nova Venécia	43.926	0,74	32,5	72,2
Pedro Canário	23.208	0,83	19,3	42,8
Pinheiros	22.537	0,83	18,7	41,6
Ponto Belo	6.986	0,83	5,8	12,9
São Mateus	104.420	0,74	77,3	171,7
Sooretama	23.860	0,83	19,8	44,0
Vila Pavão	8.702	0,83	7,2	16,1
Total	397.600		310	689

Tabela 2. Disposição Anual de Resíduos

Ano	Disposição Anual (ton./ano)	Total Acumulado (ton.)
1	130.320	130.320
2	130.972	261.292
3	131.626	392.918
4	132.285	525.203
5	132.946	658.149
6	133.611	791.759
7	134.279	926.038
8	134.950	1.060.988
9	135.625	1.196.613
10	136.303	1.332.916
11	136.985	1.469.901
12	137.670	1.607.570
13	138.358	1.745.928
14	139.050	1.884.978
15	139.745	2.024.723
16	140.444	2.165.166
17	141.146	2.306.312
18	141.852	2.448.164
19	142.561	2.590.725
20	143.274	2.733.998

Figura 2. Topografia final – Novo Aterro CTR São Mateus



Esta composição de resíduos foi empregada para alimentar o modelo de geração de biogás. Os resultados da modelagem são apresentados na Seção 2.

1.4 Concepção do aterro, Gerenciamento do chorume e do gás de aterro

Para a cobertura inferior do aterro será realizada uma dupla impermeabilização com argila e manta de PEAD. O “liner” será composto por um solo argiloso compactado, formando uma camada de 0,7 m de espessura total, com permeabilidade igual ou inferior a 1.10^{-6} cm/s, e uma geomembrana do tipo PEAD de 2 mm, que deverá evitar todo o contato dos resíduos com o solo. Sobre a geomembrana será implantada uma camada de proteção mecânica.

O sistema de aterramento diário de lixo será executado em rampa, com inclinação nominal de 1:2,5 (vertical : horizontal), com a utilização de trator de esteira com lâmina, tipo D6 / Caterpillar ou similar (peso operacional ≥ 15 ton).

Os resíduos, após serem descarregados na frente de serviço (cuja largura deverá ser a menor possível, da ordem de 15 m), serão espalhados (em camadas com espessura nominal de, no máximo, 30 cm de material solto) e compactados no talude. O trator de esteiras deverá executar tantas passadas quantas forem necessárias até que se verifique a “nega” (quando se atinge um determinado ponto de resistência desejada, ou coesão) do processo de adensamento.

Tabela 3. Composição dos Resíduos

Composição dos Resíduos (% m/m, base úmida)	
Matéria orgânica	60,0
Resíduos de Parques e Jardins	5,0
Papel e papelão	10,0
Plástico	3,0
Couro e Borracha	0,7
Metais ferrosos	2,9
Vidro	3,1
Madeira	4,7
Rejeito	8,0
TOTAL	100,0

A altura máxima da “célula” diária de lixo compactado não deverá exceder 5 m. Assim sendo, uma vez atingida essa altura máxima, deverá ser conformado um “patamar” ou camada horizontal no topo da “célula”. Patamar esse de largura variável (conforme a massa de resíduos disposta no aterro sanitário a cada dia). Desse modo, a forma típica da “célula diária” do aterro será a de um prisma regular de base retangular.

Concluída a operação de compactação, serão topograficamente aferidos o comprimento e a altura efetivos da “célula” assim conformada, possibilitando, portanto, determinar com precisão o volume ocupado, após o adensamento, pela referida massa de resíduos. Caso a densidade aparente dessa “célula” evidencie ser inferior àquela de referência, deverá ser alterado o processo de disposição usual dos resíduos no aterro, quer através da redução da espessura das diversas camadas, quer através do incremento do número de passadas do trator sobre cada uma dessas camadas.

Ao final do período diário de trabalho deverá ser efetuado seu recobrimento com terra, somente no topo da “célula”, com uma camada de material solto com espessura nominal de 20 cm, a ser intensamente compactada de forma a permitir o tráfego imediato dos veículos coletores sobre a mesma. No dia subsequente, os resíduos deverão ser dispostos de maneira tal que as faces inclinadas da célula de lixo compactado do dia anterior sejam recobertas com lixo “novo”. Esta cobertura operacional poderá ser “laminada”, reservada para ser reutilizada diariamente de modo a maximizar o contato lixo-lixo.

Ao final da jornada de trabalho dos sábados, assim como nas vésperas de quaisquer feriados prolongados, ou de eventos de qualquer natureza em que o aterro (ou uma determinada frente de operações) não seja operado (a) por mais de dois dias consecutivos, deverá ser feito também o recobrimento das faces inclinadas da “célula diária”, evitando a exposição do lixo ao ar livre por tempo excessivo. Essa camada de recobrimento, nesses casos específicos, deverá ter espessura nominal de 20 cm.

Na fase de encerramento, nas superfícies acabadas do aterro sanitário, em todos e quaisquer trechos que, de conformidade com o projeto executivo, não devam ser mais utilizados para a disposição final de RSU, deverá ser prontamente executado o capeamento impermeabilizante superior, destinado a minimizar a penetração de águas pluviais nessas superfícies expostas (taludes, bermas intermediárias e platôs superiores do aterro), bem como a direcionar os gases gerados no maciço para os queimadores instalados no segmento final dos drenos verticais. Constituir-se-á essa capa superior impermeabilizante de uma camada energeticamente adensada de solo argiloso, com espessura nominal final de 60cm.

Na concepção do sistema de drenagem dos líquidos percolados o sistema de drenagem de percolados associa-se ao sistema de drenagem de gases, ou seja, os drenos verticais de gases estarão interligados pela drenagem horizontal dos percolados. Estima-se que o aterro deverá produzir cerca de 1,14 l/s de chorume, de acordo com cálculos realizados segundo o método Suíço, que considera parâmetros como precipitação anual média, área do aterro e um coeficiente que depende do grau de compactação dos resíduos. O chorume coletado, será enviado para lagoas de armazenamento e evaporação.

Quanto ao manejo do gás de aterro, como comentado previamente, os poços verticais para a extração do biogás estarão interligados com o sistema de drenagem horizontal de evacuação de percolado.

2. Geração de LFG (gás de aterro) e potencial de redução de emissões pela combustão e aproveitamento do LFG

2.1 Modelo de Geração de Gás de Aterro e Método de Estimativa

Nesta seção não se apresenta uma descrição detalhada do modelo de cálculo de geração de biogás. Simplesmente se apresentam os resultados oriundos da aplicação do referido modelo. Na seção 4 do Atlas podem ser encontradas informações mais detalhadas sobre os modelos e descrição dos principais parâmetros a serem considerados na estimativa do potencial de geração de biogás em um aterro.

Neste caso específico, e como o propósito é avaliar o potencial de redução de Gases de Efeito Estufa (GEE) no CTR São Mateus, o modelo utilizado para estimar a taxa de geração de gás de aterro nos aterros sob este tipo de avaliação é o aprovado pelo Conselho Executivo (EB do inglês “Executive Board”) do MDL, o qual pode ser consultado no Anexo 10 do relatório da 61ª Reunião do Conselho do EB³ (Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas a partir da disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos).

Esta ferramenta foi elaborada com o intuito de calcular as emissões de linha de base de metano decorrentes dos resíduos, que na ausência da atividade do projeto, seriam dispostos em locais de disposição de resíduos sólidos (SWDS do inglês “solid waste disposal site”). As reduções de emissões são calculadas por meio de um modelo de decaimento de primeira ordem. Apesar de tal ferramenta destinar-se ao resíduo evitado nas áreas de disposição, ainda assim é bastante útil para calcular a quantidade de metano gerada pelos resíduos aterrados no caso do projeto proposto.

³ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-04-v5.1.0.pdf>

A ferramenta fornece um procedimento para determinar $BE_{CH4,SWDS,y} =$, dado por:

$$BE_{CH4,SWDS,y} = \varphi \cdot (1 - f) \cdot GWP_{CH4} \cdot (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k(y-x)} \cdot (1 - e^{-kj})$$

Onde:

$BE_{CH4,SWDS,y}$	= Emissões de metano evitadas durante o ano y com a prevenção da destinação de resíduos no local de destinação de resíduos sólidos (SWDS) durante o período a partir do início da atividade de projeto até o fim do ano y (tCO _{2e}) ⁴
φ	= Fator de correção do modelo para considerar as incertezas do modelo (0,9) ⁵
f	= Fração de metano capturada no SWDS e queimada em flare, incinerada ou usada de outra maneira.
GWP_{CH4}	= Potencial de Aquecimento Global do metano, válido para o período de compromisso relevante.
OX	= Fator de oxidação (refletindo o volume de metano do SWDS que é oxidado no solo ou em outro material utilizado na cobertura dos resíduos)
F	= Fração de metano no gás do SWDS (fração de volume) (0,5)
DOC_f	= Fração de carbono orgânico degradável (DOC do inglês “Degradable Organic Carbon”) passível de decomposição
MCF	= Fator de correção do metano
$W_{j,x}$	= Quantidade de orgânico tipo j não depositado no SWDS no ano x (toneladas)
DOC_j	= Fração de carbono orgânico degradável (por peso) no tipo de resíduo j
kj	= Taxa de decaimento para o tipo de resíduo j
j	= Tipo de resíduo (índice)
x	Ano desde que o aterro começou a receber os resíduos [x varia do primeiro ano de operação do aterro (x=1) até o ano para o qual as emissões foram calculadas (x=y)] Observação: esta definição representa uma correção da Ferramenta conforme ACM0001
y	= Ano para o qual foram calculadas as emissões de metano

Nos casos em que o metano do SWDS é capturado (ex.: devido a normas regulatórias de segurança) e queimado em flare, incinerado ou usado de outra forma, as emissões da linha de base são ajustadas à fração de metano capturado no SWDS.

A quantidade de gás de aterro produzida em um aterro independe do modelo utilizado. Depende sim da quantidade, composição e idade dos resíduos, bem como do clima local, dentre outros parâmetros. Do gás de aterro produzido, a fração recuperada depende do projeto e da operação do projeto de recuperação de gás de aterro.

A quantidade de redução de emissões que pode ser gerada pela captura, destruição e aproveitamento de metano em um projeto de recuperação de gás de aterro depende tanto da quantidade de LFG produzido como da fração de recuperação.

⁴ Observe que, neste caso de projeto, as “emissões de metano evitadas” significam as emissões de metano geradas pelo aterro. Assim, o período aqui considerado será desde a abertura até o fechamento do aterro.

⁵ Oonk et al. (1994) validou alguns modelos de gás de aterro com base em 17 projetos de gás de aterro realizados. O erro relativo médio dos modelos multifásicos foi estimado em 18%. Dadas as incertezas associadas ao modelo e visando a estimativa conservadora das reduções de emissões, um desconto de 10% aos resultados do modelo é aplicado.

Nesta seção, serão discutidos os detalhes da estimativa do potencial de geração e recuperação de metano.

Os parâmetros de entrada considerados para o modelo, bem como a quantidade de resíduos dispostos, idade, configuração do aterro, composição dos resíduos, condições ambientais como temperatura e precipitação, além de condições de operação como gerenciamento do gás de aterro e chorume, foram fornecidos pela empresa que realizou o projeto construtivo, com base em questionários preparados pela empresa MGM Innova.

A quantidade de redução de emissões geradas pela captura e destruição do metano depende não somente da quantidade de metano realmente capturado e destruído após a implementação do projeto, mas também de uma estimativa de captura e destruição que ocorreria na linha de base. A linha de base é determinada conforme especificado na metodologia MDL ACM0001: Flaring or use of landfill Gas. As reduções de emissões provenientes da captura e destruição do metano são calculadas através da diferença entre a destruição de metano no cenário do projeto e a destruição de metano no cenário da linha de base. Para alguns casos de projetos de aterros no Brasil, assume-se que existe queima parcial do LFG, devido às exigências que podem surgir na licença ambiental e considerando a prática comum no país.

Além disto, será possível obter uma redução adicional de emissões no caso em que o biogás capturado seja utilizado para geração de eletricidade. Esta redução de emissões se dá no caso em que a eletricidade gerada a partir do biogás desloca uma eletricidade que seria obtida diretamente do grid ou da rede, na ausência do projeto.

Normalmente a eletricidade proveniente da rede nacional é o resultado de uma geração a partir de uma matriz energética mixta que inclui tanto energias renováveis como centrais hidroelétricas, projetos eólicos e a biomassa, como também termoelétricas que operam com combustíveis fósseis como carvão e gás natural. Esta mescla ocasiona que cada MWh entregue pela rede tenha um fator de emissão de gases de efeito estufa associado. Este fator de emissão se expressa em tCO₂/MWh.

Atualmente o fator de emissão para o Brasil é de aproximadamente 0,3095 tCO₂/MWh, de acordo com a ferramenta metodológica : “Tool to calculate the emission factor for an electricity system, versions 1, 1.1, 2, 2.1.0 and 2.2.0” aprovada pelo Conselho Executivo do MDL e calculado e reportado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI)⁶

2.2 Resultados da Modelagem de Gás de Aterro

Esta seção apresenta os resultados obtidos após a execução dos modelos para determinar o potencial de geração de gás de aterro.

Nas tabelas 4a e 4b são apresentados detalhes dos parâmetros de entrada do modelo tais como, quantidade de resíduos, composição, valores de k (taxa de decaimento por tipo de resíduo), fração de carbono orgânico degradável (DOC), fração de metano no LFG, fator de oxidação (OX), projeto e condições de operação do aterro, entre outros.

Para o cálculo da estimativa de reduções de emissões (REs) do projeto, consideraram-se os resíduos dispostos a partir do ano 1 e uma vida útil de 20 anos mais 4 anos posteriores ao fechamento do aterro, ou seja um total de 24 anos.

⁶ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

Tabela 4 a e b. Parâmetros e valores usados na estimativa de geração de biogás

Parâmetros e Valores Padrão do IPCC	Valores
F (fração de metano no LFG)	0,5
DOCf (fração de DOC no LFG)	0,5
MCF (fator de correção para metano)	0,8
16/12	1,33
AF (fração de CH ₄ capturado & queimado ou usado no SWDS)	5%
OX (fator de oxidação para o SWDS)	0,0
GWP metano	21
Densidade do metano, kg/m ³ (0 °C, 1 atm)	0,7168
φ (Fator de correção do modelo)	0,9

IPCC guidelines, 2006	Composição dos resíduos (% em peso, base úmida)	DOCj (% resíduos úmidos)	DOCj (% resíduos secos)
A. Madeira e Produtos de Madeira	4,7%	43%	50%
B. Celulose, Papel & Papelão (com exceção do lodo)	10,0%	40%	44%
C. Alimentos, Resíduos de Alimentos, Bebidas e Tabaco (com exceção do lodo)	60,0%	15%	38%
D. Têxteis	2,6%	24%	30%
E. Resíduos de Parques, Jardins e Quintais	5,0%	20%	49%
F. Couro e Borracha (com exceção de borracha natural)	0,7%	39%	47%
G. Fraldas (fraldas descartáveis)	0,0%	24%	60%
H. Lodo	0,0%	9,0%	26%
TOTAL	83,0%		

No entanto, é importante considerar o seguinte: durante os primeiros anos as taxas de geração de biogás são baixas e estas aumentam a medida que se acumulam mais resíduos no aterro. A Tabela 5 mostra a quantidade estimada de gás metano gerada por ano entre os anos 1 e 24. A quantidade de gás depende principalmente da quantidade e da composição dos resíduos e não da configuração do aterro. Essas quantidades de gás foram calculadas pelo modelo que foi citado acima.

Segundo o modelo, a quantidade de gás metano gerada anualmente atingirá o valor máximo no ano 21, ou seja, no ano seguinte a data de fechamento prevista para o novo Aterro Sanitário.

Como se mostra na Figura 5, a quantidade de gás metano gerada anualmente diminui de maneira exponencial após o fechamento do aterro, uma vez que, à medida que o biogás é gerado, a quantidade de matéria em decomposição que permanece no local diminui.

Tabela 5. Recuperação Estimada de Gás Metano e Potência de geração de Energia Elétrica

Ano	Gás Metano Geração (t/CH ₄)	Recuperação de Gás Metano (t/CH ₄)	Taxa de Vazão do Biogás de Aterro (Nm ³ /h)	Potência de Energia Elétrica (MW)
1	-	-	-	-
2	524	-	167	-
3	976	-	311	-
4	1.368	537	436	0,3
5	1.708	838	544	0,4
6	2.005	984	639	0,5
7	2.266	1.112	722	0,6
8	2.496	1.225	795	0,6
9	2.700	1.325	860	0,7
10	2.882	1.698	918	0,9
11	3.045	1.794	970	0,9
12	3.192	1.880	1.017	1,0
13	3.325	1.958	1.059	1,0
14	3.446	2.030	1.098	1,0
15	3.557	2.095	1.133	1,1
16	3.659	2.155	1.166	1,1
17	3.754	2.211	1.196	1,1
18	3.842	2.263	1.224	1,2
19	3.924	2.312	1.250	1,2
20	4.002	2.357	1.275	1,3
21	4.074	2.400	1.298	1,4
22	3.564	2.624	1.135	0,3
23	3.130	2.305	997	0,4
24	2.761	2.033	879	0,5

É muito difícil, ou até impossível, recuperar todo o biogás gerado em um aterro, pois sua cobertura não é impermeável. O biogás pode escapar pela cobertura e pela base do aterro. Para se estimar a quantidade de gás metano que pode ser recuperada, multiplica-se um valor pressuposto de “eficiência de captação” pela quantidade de gás metano gerada. A eficiência da captação depende, entre outros fatores, da qualidade da cobertura do aterro, da parte do aterro afetada pelos poços de coleta de biogás, do projeto dos poços e da sucção aplicada aos poços.

Neste caso, estimou-se que a eficiência da coleta varia entre 40% para o primeiro ano até uns 75% para os anos finais. O valor de 40% é um valor razoável já que durante o primeiro ano de operação o projeto estará

em construção e ajuste. A medida que o tempo avança, o sistema de captura de biogás se torna mais eficiente. Este percentual de captura também reflete o fato de que o novo aterro sanitário estará em operação em paralelo ao projeto de captura e aproveitamento do biogás, o que implica na existência de zonas abertas na frente de trabalho pelas quais poderão ocorrer fugas de biogás para a atmosfera.

Na prática, a eficiência da coleta pode ser maior ou menor do que 75%. Em particular, o uso de uma cobertura de geomembrana sobre a superfície do aterro melhoraria a eficiência da coleta. A cobertura de geomembrana também reduziria a infiltração de água da chuva no aterro, diminuindo a produção de chorume. Os benefícios gerados pela melhor eficiência de coleta do biogás de aterro e pela redução da produção de chorume poderiam compensar os custos de se instalar uma cobertura de geomembrana sobre o Aterro Sanitário.

Os potenciais desenvolvedores do projeto de recuperação de biogás de aterro no Aterro Sanitário de São Mateus devem considerar a utilização da cobertura de geomembrana. Contudo, para os fins desta análise, ela não foi incluída no projeto nem na avaliação econômica. As estimativas de custo e as estimativas de recuperação do biogás de aterro se baseiam na pressuposição de que o aterro será coberto apenas pela argila depositada sobre a camada protetora do solo, que é revestida com grama ou outra vegetação de proteção.

Após executar o modelo de estimativa do LFG capturado, conclui-se que para o ano 21 o aterro possui um potencial máximo de geração de 1.298 m³/h de LFG. O potencial de geração de LFG é representado pela curva vermelha na Figura 5. O gráfico foi estendido até 2050, para mostrar a tendência geral do potencial de recuperação de LFG após o fechamento do aterro.

A energia elétrica que pode ser gerada por meio da recuperação do biogás de aterro é indicada na última coluna da Tabela 5. No ano 21, ano em que a vazão de biogás de aterro chega ao nível máximo, estima-se que o biogás será suficiente para gerar uma energia líquida equivalente a uma capacidade de cerca de 1,4 MW.

A data prevista para início da geração de eletricidade será no ano 4, quando se espera uma capacidade superior a 0,2 MW. Recomenda-se a instalação de uma única usina com capacidade de 1 MW devido às incertezas existentes quanto ao potencial efetivo de geração de biogás. Além disso, adotando-se este critério, obtêm-se uma melhor rentabilidade do projeto já que a potência máxima a ser produzida só poderá ser obtida durante um ou dois anos, assim, se fosse adotada a referência de 1,4 MW, isto redundaria em um super dimensionamento dos equipamentos.

2.3 Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

Os projetos de recuperação de biogás de aterro podem reduzir as emissões de gases de efeito estufa de duas maneiras. A primeira, através da destruição do gás metano do biogás de aterro pela combustão. Nos mercados de crédito de carbono, considera-se que uma tonelada métrica de gás metano tem um efeito de aquecimento global equivalente a 21 toneladas métricas de dióxido de carbono. Ou seja, o potencial de aquecimento global do gás metano é igual a 21.

Em segundo lugar, o biogás de aterro pode ser usado como combustível para gerar eletricidade ou para produzir energia térmica útil. Sempre que o biogás de aterro substituir combustíveis fósseis como o carvão, o petróleo ou o gás natural, é possível evitar as emissões de dióxido de carbono que seriam causadas pela utilização dos mesmos.

A Tabela 6 mostra a redução de emissões que resultaria do projeto de coleta de biogás. O total de reduções de emissões é expresso como a massa de dióxido de carbono, em toneladas métricas, equivalente à redução de emissão decorrente da destruição do gás metano ou da substituição do uso de combustíveis fósseis na produção de eletricidade (isto é, toneladas métricas de equivalência em dióxido de carbono, ou tCO₂eq).

Neste relatório, pressupôs-se que o biogás seria queimado em motores ou em flares enclausurados, sem um sistema de monitoramento contínuo de emissões. O monitoramento contínuo da exaustão das câmaras de combustão para concentrações de gás metano e oxigênio é caro e exige práticas muito cuidadosas tanto de operação como de manutenção.

Tabela 6. Redução Estimada das Emissões (tCO₂eq)

Ano	Destruição do Gás Metano* (A)	Substituição de Combustíveis Fósseis (B)	Redução anual (A) + (B)	Redução Acumulada
4	10.667	694	11.362	11.362
5	16.653	1.084	17.737	29.098
6	19.550	1.272	20.822	49.921
7	22.092	1.438	23.529	73.450
8	24.339	1.584	25.922	99.372
9	26.312	1.713	28.025	127.398
10	33.725	2.194	35.919	163.317
11	35.615	2.318	37.933	201.250
12	36.623	1.951	38.574	239.824
13	38.891	2.534	41.425	281.249
14	40.172	2.534	42.706	323.955
15	41.348	2.534	43.882	367.837
16	42.440	2.534	44.974	412.810
17	43.427	2.534	45.961	458.771
18	44.372	2.534	46.906	505.677
19	45.233	2.534	47.767	553.444
20	46.052	2.534	48.586	602.030
21	46.829	2.534	49.363	651.392
22	50.861	2.534	53.395	704.787
23	45.107	2.534	47.641	752.428
24	40.214	2.534	42.748	795.175

* Considera-se que ao finalizar o ano 3, serão concluídas as obras de infraestrutura para a captura e aproveitamento do biogás e que há biogás suficiente disponível, o que justifica o início de operação do projeto.

Os créditos de redução de emissões associados à combustão do gás metano só podem ser solicitados na medida em que a quantidade de gás metano queimado pelo projeto de redução de emissões é maior do que a quantidade que seria queimada caso não houvesse o projeto (isto é, na «linha de base»). No Brasil, muitos aterros incluem drenos passivos que permitem que o biogás de aterro escape pelos rachões que são instalados durante a construção do local. Caso o biogás de aterro emitido pelos citados drenos fosse queimado como prática normal no aterro sanitário, o projeto desenvolvido com a finalidade de reduzir as emissões de GEE teria de dar conta do gás metano que seria destruído em sua ausência. Em tais aterros sanitários brasileiros, pressupõe-se, ocasionalmente, que as reduções de emissões da linha de base chegam a 5% do gás metano destruído em projetos de coleta de biogás de aterro. Ou seja, as reduções de emissões na linha de base são equivalentes às reduções de emissões que resultam da queima de 5% do biogás recuperado.

A terceira coluna da Tabela 6 mostra a redução das emissões de dióxido de carbono que é atribuída à substituição de combustíveis fósseis utilizados para a geração de eletricidade.

Os créditos de redução de emissões decorrentes da geração de eletricidade dependem substancialmente do modo no qual se costuma produzir eletricidade em determinada região. Caso toda a eletricidade distribuída na rede de energia fosse gerada por projetos hidrelétricos, que não emitem dióxido de carbono, o uso do biogás de aterro para substituir parte da referida eletricidade não reduziria as emissões pela substituição de combustíveis fósseis. Por outro lado, cerca de uma tonelada métrica de dióxido de carbono seria evitada por cada megawatt-hora de energia produzida pela queima de carvão que fosse substituído pela energia gerada pelo biogás de aterro.

O Governo Brasileiro reajusta periodicamente o valor do fator de emissão de carbono para a eletricidade distribuída na rede de energia, o qual é usado nos mercados internacionais de créditos de carbono. Atualmente, o valor corresponde a aproximadamente 0,3 toneladas métricas de dióxido de carbono por MWh, podendo ser alterado no futuro. Este relatório usou o valor de 0,3 para toda a duração do projeto.

Um dos principais problemas enfrentados pelas usinas de energia alimentadas por biogás de aterro é que o suprimento de biogás varia à medida que o aterro envelhece. Com frequência, os projetos de geração de energia de biogás de aterro não são concebidos para utilizar a taxa de vazão máxima do biogás.

As reduções de emissão estimadas durante o período de 21 anos, totalizam 0,79 milhões de tCO₂e. Os resultados gráficos, relativos a quantidade de reduções de emissão que seriam geradas anualmente assim como as reduções de emissão acumuladas durante o período do 21 anos, estão indicadas nas Figura 4 e 5.

Figura 3. Potencial de geração e de recuperação de LFG – Aterro Sanitário São Mateus

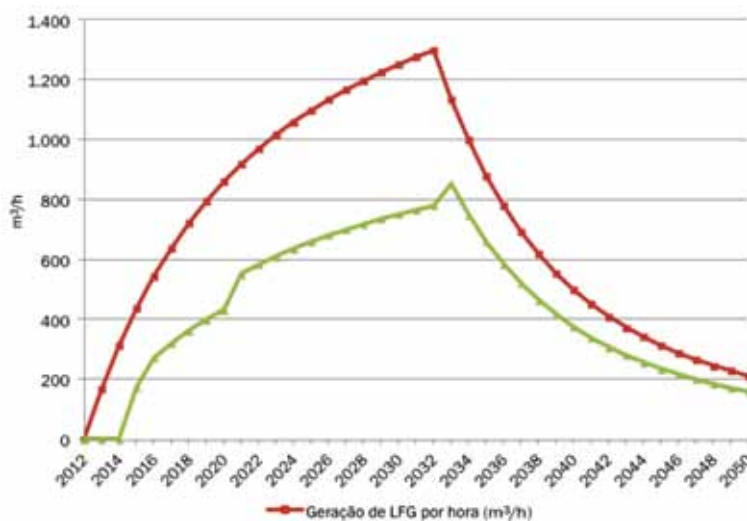


Figura 4. Total de reduções de emissões – Aterro São Mateus (tCO₂e)

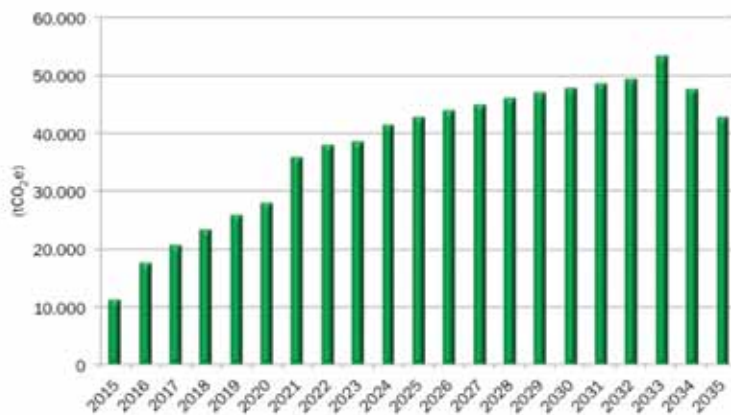
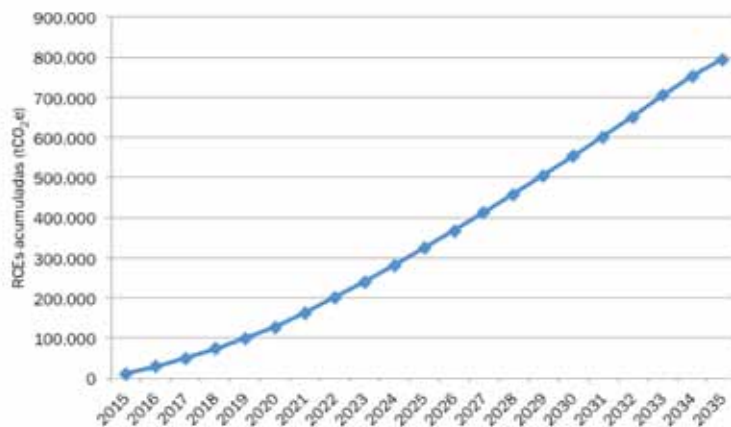


Figura 5. Reduções de emissão acumuladas – Aterro Sanitário São Mateus (tCO₂e)



3. Concepção

Num projeto de recuperação de biogás em aterros sanitários existe a possibilidade de se desenvolver diferentes configurações de aproveitamento, dependendo do uso final que se queira dar ao biogás. Estas opções incluem:

- Queima do LFG para combustão;
- Purificação e venda do biogás como sendo um combustível com alto poder calorífico;
- Geração de eletricidade;
- LFG como uma fonte de calor (LFG como combustível de baixo poder calorífico, evaporador de chorume, caldeiras, etc).

A melhor alternativa dependerá de vários fatores que devem ser levados em conta, como por exemplo:

- Quantidade e disponibilidade de biogás capturado;
- Distância entre o aterro e os usuários finais do biogás. Por exemplo, indústrias ou existência de tubulações de gás natural localizadas próximas a área de influência do projeto;
- Preços de eletricidade e outros combustíveis na região do projeto;
- Condições regulatórias do mercado de energia e de combustíveis;
- Incentivos do governo;
- Custos de tratamento do chorume;
- Etc.

De acordo com nossa experiência na avaliações de projetos de recuperação e aproveitamento de biogás, consideramos que para este projeto a melhor alternativa seria a captura, queima e geração de eletricidade em diferentes etapas. Isto basicamente se deve pela quantidade de biogás que se estima que estará disponível, os valores a serem investidos para as diferentes alternativas, a falta de usuários finais, como parques industriais, no entorno do aterro e por experiências anteriores de outros projetos no Brasil.

Por esta razão, a única opção que foi analisada em detalhes sob o ponto de vista econômico foi a geração de eletricidade e a queima do biogás.

Esta seção relata as principais características de concepção de um possível projeto de geração de energia a partir de biogás de aterro que possa vir a ser viabilizado no Aterro sanitário de São Mateus. As concepções e critérios de concepção são relatados somente na medida do necessário, com a finalidade de se oferecer uma base para a avaliação econômica inicial na Seção 4.

3.1 Visão Geral da Concepção

O desenho conceitual do sistema de captura e aproveitamento de biogás para este aterro inclui uma rede de poços e um sistema para a destruição e aproveitamento do biogás. De maneira geral, este desenho conceitual inclui os seguintes componentes.

- a) Um campo composto por poços verticais e, possivelmente, alguns poços horizontais, conectados através de tubos que ligam os poços à estação de combustão, com aprimoramento na cobertura do aterro, com equipamentos de monitoramento e de controle, além de um sistema de gerenciamento de condensados.

- b) A estação de combustão é composta por um flare enclausurado, sopradores para aspirar o biogás no aterro, e equipamentos auxiliares de segurança, controle de processos e monitoramento. A estação de combustão seria projetada para lidar com a taxa de vazão de biogás máxima esperada de 500 Nm³/h.
- c) Uma usina elétrica composta por um motor, gerador e equipamentos auxiliares abastecidos com biogás do aterro. A capacidade da unidade é considerada como sendo 1,0 MW. Considera-se que esta usina será instalada em 2015. As concepções finais devem incluir uma análise criteriosa dos compromissos entre ajustar o projeto de energia para utilizar todo o biogás do aterro disponível, ou investir na capacidade que não será aproveitada plenamente durante parte da vida útil do projeto.

Quando o biogás do aterro é usado para gerar energia elétrica, não se faz necessário a instalação do flare para a queima do biogás. No entanto, dadas as condições deste projeto, durante os primeiros anos o biogás deverá ser queimado até que seja alcançada uma taxa suficiente de recuperação que justifique a instalação da usina elétrica.

3.2 Concepção do Campo de Poços

O novo Aterro de São Mateus incluirá cerca de 53 poços de biogás, que ficarão a uma distância aproximada de 40 m entre si. Esta distância é adequada considerando que estes poços serão construídos desde a base do aterro até a superfície, o que garante um amplo raio de influência. Estes poços poderão ser modificados para a construção de poços coletores para o projeto de MDL.

É importante considerar que o campo de poços será construído a medida que se avança com a operação do aterro.

Caso não sejam convertidos em poços coletores, os drenos devem ser selados para impedir a sucção de ar no aterro. Para obter uma boa eficiência de coleta, o sistema de coleta de biogás do aterro pode tanto incluir drenos convertidos, quanto novos poços instalados em locais que não tenham drenos no momento. No entanto, para nossa análise se considerou que não seriam instalados novos poços e simplesmente se fariam modificações nos poços previamente previstos.

Um dreno de biogás existente no aterro pode ser convertido em poço vertical através da remoção e reconstrução das partes superiores que compõem o dreno. Primeiramente, rocha e solo são removidos até cerca de quatro metros ou mais de profundidade. O duto perfurado é completado com pedras ou cascalho. O duto próximo à superfície do aterro não é perfurado, mas envolto em argila ao invés de rochas. O duto de cada dreno modificado e convertido em poço vertical estende-se desde a parte superior do poço original até a superfície do aterro e é conectado ao restante do sistema de captação.

Pelo fato dos drenos que serão construídos no novo Aterro de São Mateus serem conectados a drenos de chorume horizontais abaixo da superfície, a eficiência de coleta do biogás na área afetada pelos drenos convertidos e pelos drenos horizontais tem grandes chances de ser muito boa.

A profundidade do poço, o raio de influência de cada poço e a distância entre e os poços estão relacionados entre si e dependem da profundidade do aterro, da compactação e permeabilidade dos resíduos, entre outros fatores. As escolhas ideais de profundidade do poço, distância, etc. são melhor determinadas por testes de bombeamento quando diferentes profundidades e distâncias de separação dos poços são comparadas.

Na prática, os poços no Aterro Sanitário de São Mateus cruzariam os drenos de chorume em várias elevações. Para os novos poços, é possível utilizar tubulações plásticas (Polietileno de Alta Densidade – PEAD) ao invés de tubos de concreto, para penetrar a superfície do aterro.

Além dos parâmetros de concepção, um sistema de captura de gás de aterro necessita de operação e manutenção adequada. A operação adequada de um sistema de captura de gás de aterro envolve os seguintes passos:

1. Monitoramento do nível de chorume nos poços;
2. Conexão apropriada das cabeças de poços;
3. Instalação de dutos e tubulações de comunicação horizontal, incluindo declives apropriados.

Na superfície do aterro, ou próximo a ele, uma válvula de controle e uma porta de monitoramento são instaladas para cada poço. Cada poço é conectado a uma rede de tubos que conduz o biogás do aterro à estação de combustão. A rede de tubos pode ser subterrânea, ou instalada na superfície do aterro.

Os tubos de biogás do aterro geralmente são ajustados para que a velocidade não ultrapasse 15 m/s. Geralmente, os tubos originados de poços individuais e do agrupamento de alguns poços teriam de 63 milímetros à 110 milímetros (cerca de 2 a 4 polegadas) de diâmetro. O duto que conduz a vazão total de biogás do aterro teria cerca de 160 milímetros de diâmetro. Entretanto, poderia ser conveniente utilizar um duto maior para dar conta de uma taxa de vazão de biogás do aterro maior que a estimada.

Em pontos baixos na rede de tubos, sifões de condensado são instalados para drenar a água condensada que de outra forma obstruiria os canos. Os sifões são projetados para permitir que a água seja drenada da rede, ao mesmo tempo em que impedem a intrusão do ar.

3.3 Concepção da Estação de Combustão

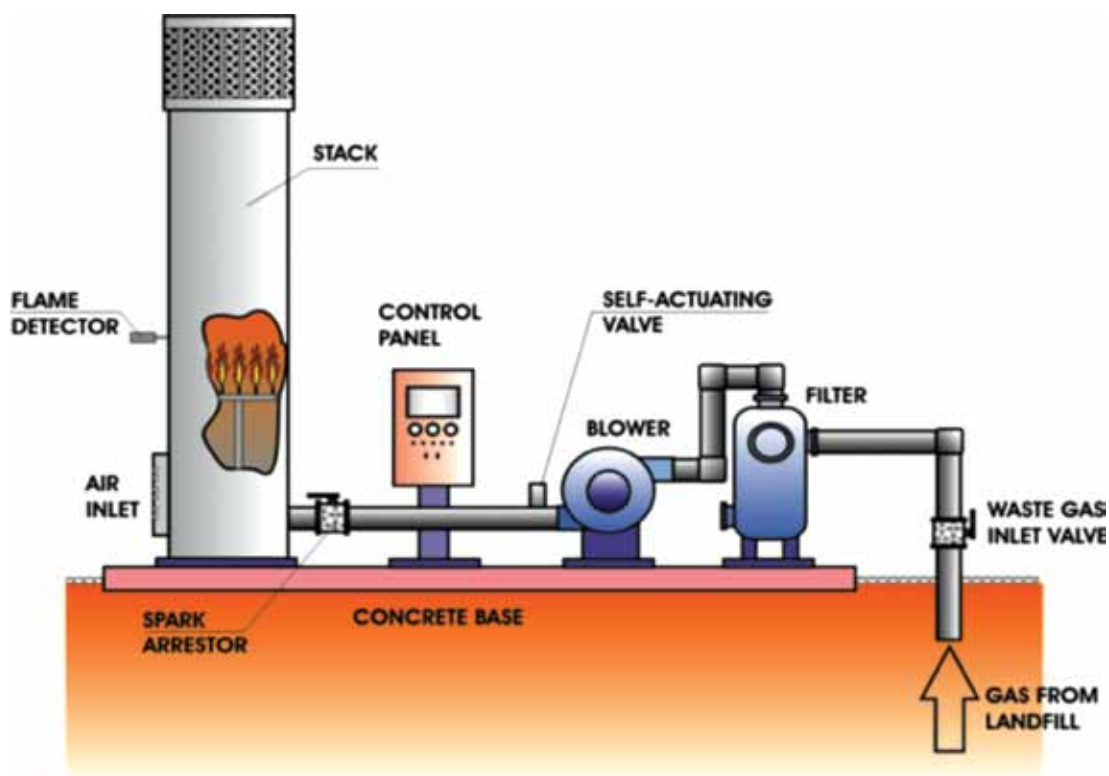
A estação de combustão idealizada para este projeto inclui componentes e processos típicos de muitas estações existentes, conforme descrito abaixo.

- O biogás do aterro originado no campo é inserido no separador de umidade para a remoção de gotículas de condensado.
- O biogás do aterro passa por uma válvula de desligamento que fecha automaticamente quando o sistema é desligado, e abre através do sistema de controle, somente depois que uma chama piloto estiver queimando na câmara.
- Um ou mais sopradores aplicam uma sucção de cerca de 100 milibares ao tubo que se estende no campo. Essa sucção faz com que o fluxo de biogás seja retirado do aterro. Os sopradores aplicam uma pressão positiva sobre o biogás captado, impulsionando-o para o flare e para o projeto de valorização do biogás. As válvulas controladas manualmente são usadas para controlar a pressão do biogás, a montante e a jusante dos sopradores. Mecanismos de frequência variável são muitas vezes utilizados para controlar a velocidade dos motores e proporcionar maior controle sobre a pressão e a vazão.
- O biogás de aterro passa para o flare e para a usina através da tubulação que contém os instrumentos para a medição da taxa de vazão, composição, pressão e temperatura do biogás.
- Logo antes de chegar à câmara e a outros equipamentos, o biogás de aterro passa por um corta-chamas, nome dado ao dispositivo de segurança destinado à prevenção de retorno das chamas aos sopradores.

- Sempre que a usina elétrica não estiver operando, o biogás é inserido no flare, onde é queimado. O flare de chama enclausurada foi idealizado para este projeto, pois flares enclausurados são considerados capazes de produzir efeitos de combustão mais eficazes que flares de chamas abertas, e tal processo resulta em maior número de créditos comercializáveis de reduções de emissões. Uma análise criteriosa das decisões econômicas, porém, pode levar à escolha de um flare aberto.
- O flare, os sopradores e outros equipamentos são controlados por um sistema que inicia, interrompe e ajusta o sistema para manter a segurança e otimizar a operação.
- Um sistema de monitoramento automático registra os dados de operação, tais como o volume de biogás de aterro que segue para a câmara, a composição do biogás do aterro sanitário, a temperatura da câmara, etc.

A estação de queima deve incluir uma área de controle, fornecimento de eletricidade, fundações para os principais equipamentos, e uma pequena oficina para armazenar peças de reposição e realizar consertos. Um desenho esquemático de uma estação de queima típica é apresentado na Figura 6.

Figura 6. Desenho esquemático de uma estação de queima



3.4 Concepção da Usina Elétrica

Um projeto de usina elétrica no aterro de São Mateus seria projetado de modo a produzir 1,0 MW de energia.

Geralmente, as usinas elétricas abastecidas com biogás de aterro utilizam motores de combustão interna (CI) alternativos com ignição por faísca, os quais geram energia mecânica para acionar o gerador elétrico. As usinas que utilizam turbinas a gás, motores a diesel, turbinas a vapor e células de combustível também podem ser abastecidas total ou parcialmente pelo biogás do aterro. Neste relatório, as análises de concepção e econômicas são baseadas no uso de motores de CI alternativos com ignição por faísca em função de sua confiabilidade comprovada, e do seu uso predominante neste tipo de aplicação.

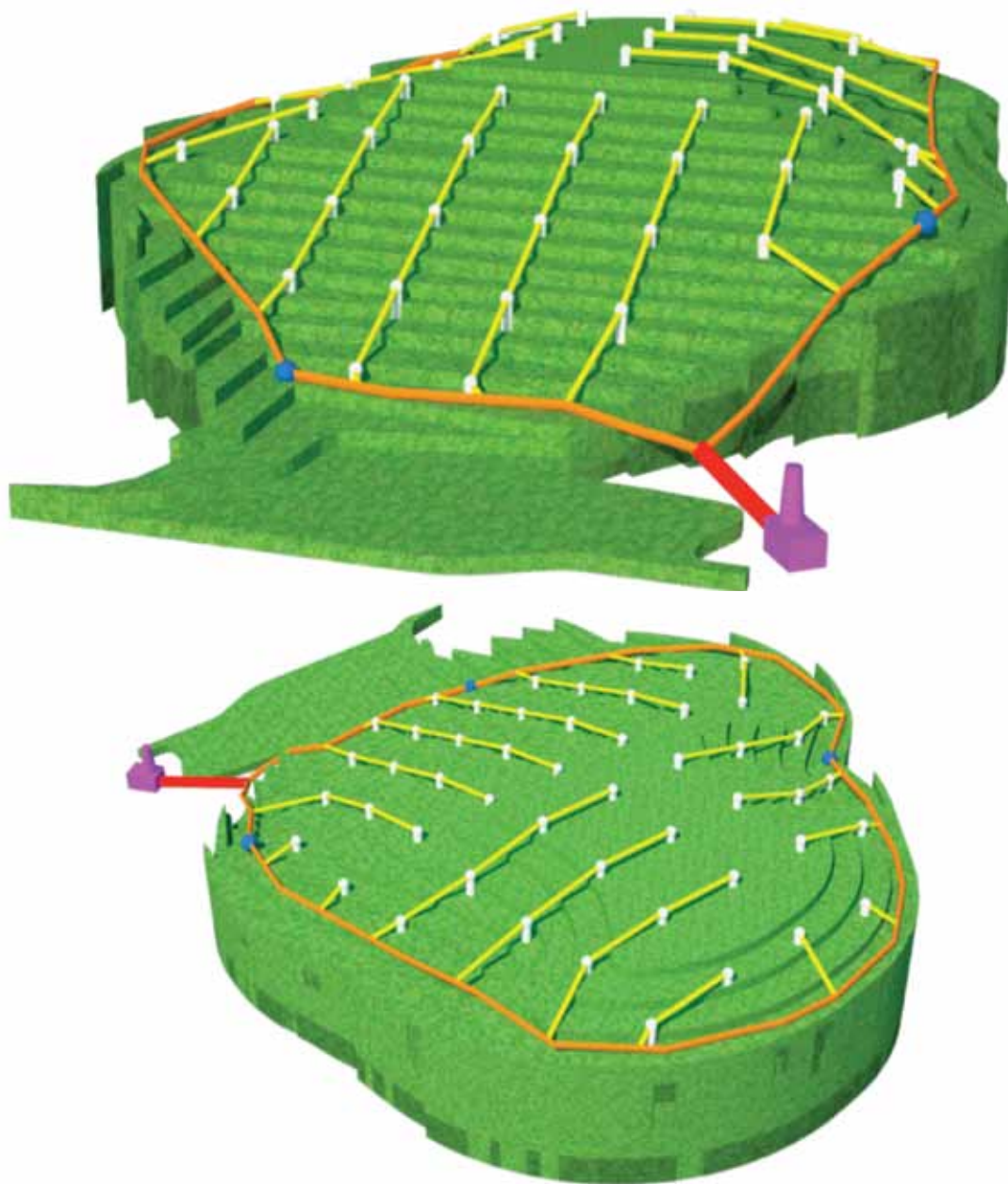
Muitos dos principais fabricantes de motores oferecem sistemas de módulos montados sobre chassis, geradores a motor (“gensets”), que utilizam o biogás de aterro e produzem energia elétrica. Além do genset, a concepção da usina considerada inclui os seguintes equipamentos auxiliares.

- A jusante do soprador e dos instrumentos expostos acima, uma válvula que direciona o gás do aterro para o flare ou para os gensets.
- Um sistema de condensação do gás. Alguns motores exigem que o biogás seja fornecido a uma pressão de cerca de 3.000 milibares (45 libras por polegada quadrada). Independente da necessidade de biogás comprimido para o motor, um compressor mostra-se útil na limpeza e na secagem do biogás. A limpeza e a secagem ajudam a manter o bom desempenho do motor, minimizam a manutenção, e prolongam a vida útil do motor.
- Um sistema de condensação de biogás simples inclui um compressor de gás e um resfriador que utiliza a água circulante como meio de resfriamento. Esse sistema remove a água condensável e outros contaminantes condensáveis do biogás de aterro. Após ser resfriado, o biogás é levemente aquecido, utilizando o calor de escape do motor, para impedir condensação nos dutos a jusante e no motor.
- Sistemas mais abrangentes de condicionamento do biogás do aterro, que não estão incluídos nesta concepção, incluem sistemas de remoção de umidade a partir de glicol, refrigeração mecânica para promover a remoção de compostos condensáveis, e sistemas baseados em absorção química ou membranas seletivas para limpar o dióxido de carbono e outros gases do biogás do aterro sanitário.
- Sistemas de lubrificação, resfriamento e exaustão. Gensets modulados podem incluir esses sistemas no mesmo chassi do motor e do gerador. Porém, frequentemente existem vantagens em ter um radiador montado externamente para melhorar a eficácia do resfriamento, uma extensão do sistema de exaustão para afastar o calor do gerador de energia até uma elevação adequada, além do suprimento de óleo lubrificante e sistema de circulação.
- Um sistema de monitoramento. O fluxo de biogás para o motor deve ser monitorado de acordo com a taxa de vazão a fim de determinar as reduções de emissões de GEE. A produção de energia elétrica também deve ser mensurada. A concentração de metano do biogás seria determinada a partir do mesmo medidor adotado para determinar a composição da vazão de biogás para a câmara.
- Um equipamento de condicionamento de energia. A eletricidade gerada pelo genset deve ser ajustada para a voltagem apropriada por meio de um transformador, antes de ser enviada à rede de distribuição local. Disjuntores e outros equipamentos de proteção são exigidos para proteger a rede de distribuição.

- Obras civis. Os geradores de energia devem ser colocados em um local que abrigue os equipamentos e a equipe de operações e manutenção. Os gensets de energia devem ser montados sobre fundações de concreto.

Os layouts futuros detalhados da rede de poços de captação e do sistema de bombeamento deverão ser determinados após um estudo de engenharia. No entanto, a título orientativo, é apresentado a seguir um layout conceitual sobre como seria um projeto de captura e aproveitamento de biogás no aterro de São Mateus.

Figura 7. Projeto conceitual – Aterro São Mateus



4. Análise econômica

4.1 Investimento inicial

A MGM estima em cerca de **US\$ 2,0 milhões o investimento inicial** em um projeto de recuperação e aproveitamento de LFG no aterro sanitário de São Mateus. Soma esta que inclui US\$ 269 mil para o rede de captação mostrada na Tabela 7; US\$ 450 mil para a estação de queima indicada na Tabela 8; US\$ 1,2 milhões para a estação da usina eléctrica indicada na Tabela 9. Esta estimativa de custo inclui os equipamentos principais, interligação de rede eléctrica e outros serviços profissionais, bem como o custo de compra, entrega e instalação dos equipamentos; e US\$ 160 mil para os serviços de suporte administrativo e de engenharia apresentados na Tabela 10.

A rede de captação do aterro controlado inclui a modificação de 53 poços que estão previstos para serem construídos. Os poços deverão ser conectados a uma rede de dutos auxiliares de (110 mm). Os dutos auxiliares serão conectados a um duto principal (160 mm) instalado no entorno da área efetiva de captação do aterro. Um duto único de 200 mm levará o gás deste circuito externo até a estação de queima e aproveitamento.

Considera-se um adicional do 10% dos custos relacionados para contingências e custos diversos. Para o aterro de São Mateus, justifica-se um valor elevado para contingências dada a possibilidade de ocorrência de problemas não previstos ao modificar os poços existentes e evitar a sucção de ar para o interior destes.

Na Tabela 8, o custo do flare, sopradores e equipamentos auxiliares se baseia em várias estimativas de preços fornecidas pelos diversos fornecedores que a MGM consultou recentemente para projetos anteriores. Geralmente, o custo instalado de um flare, sopradores e equipamentos auxiliares é de aproximadamente US\$ 600 mil para um sistema de 5 mil metros cúbicos por hora. A MGM aplica um fator de escala de 0,7 para a estimativa do custo de sistemas de outros porte. Isto é, o custo do sistema varia conforme a razão da taxa de fluxo real comparada com a taxa de fluxo de referência (5 mil metros cúbicos por hora), elevada à potência 0,7.

Este fator de escala foi considerado consistente com as cotações de orçamento obtidas junto aos fabricantes de flare. No aterro de São Mateus, o sistema deve ser dimensionado para operar com 500 metros cúbicos de LFG por hora. Assim sendo, o custo é calculado da seguinte forma:

$$\text{Custo do sistema de } 500 \text{ m}^3/\text{h} = \text{Custo do sistema de } 5.000 \text{ m}^3/\text{h} \times (500 \text{ m}^3/\text{h}/5.000 \text{ m}^3/\text{h})^{0,7}$$

Os custos estimados com instrumentação (incluindo obras eléctricas) e obras civis foram considerados de forma conservadora. O aterro receberá energia do grid, mas será necessário instalar uma linha de transmissão de média tensão até a estação de queima. Considera-se 5% de contingências, como padrão adequado para a estimativa de custos abaixo descritos.

O custo estimado da usina eléctrica abastecida com biogás do aterro (Tabela 9) para este projeto é de US\$ 1,2 milhões. Esta estimativa de custo inclui os equipamentos principais, interligação de rede eléctrica e outros serviços profissionais, bem como o custo de compra, entrega e instalação dos equipamentos.

Os investimentos para a aquisição da estação de queima e para a usina de geração de energia eléctrica estão previstos para 2014.

Os custos de serviços ambientais e de engenharia são indicados na Tabela 10. A base de cada custo é descrita na própria tabela.

Tabela 7. Custo estimado da rede de captação

Item	Base	Custo (US\$)
Novos Poços	53 poços a US\$ 2.000 por poço (adequação dos poços propostos para o novo aterro)	106.000
Dutos Auxiliares	1.800 metros de dutos de 110 mm a US\$ 32/metro	35.200
Dutos Principais	910 metros de dutos de 160 mm a US\$ 55/metro	57.600
Drenos de Condensado	6 drenos a US\$ 2.000/dreno	12.000
Subtotal	Soma dos itens acima	245.350
Contingências e diversos	10% do subtotal	24.535
TOTAL		269.885

Tabela 8. Custo estimado da estação de queima

Item	Base	Custo (US\$)
Flare, Sopradores e Equipamentos Auxiliares	Ver texto explicativo	239.431
Instrumentação	Estimativa	80.000
Obras civis	Estimativa	110.000
Subtotal	Soma dos itens acima	429.431
Contingências e Diversos	5% do subtotal	21.472
TOTAL		450.903

Tabela 9. Custo estimado da usina elétrica

Item	Custo (US\$)
Equipamentos principais	780.000
Mão de obra de instalação mecânica	180.000
Instrumentação e monitoramento	80.000
Custo de engenharia civil & Conexões elétricas	120.000
Sub-Total	1.160.000
Contingências (5%)	58.000
Custo Total para a Usina Elétrica	929.250

Tabela 10. Custo estimado dos serviços

Item	Base	Custo (US\$)
Licenças e estudos	Aprovação da licença + estudo de viabilidade do MDL	30.000
Registro do MDL	Preparação do DCP, validação e taxas de registro	50.000
Engenharia e Gerenciamento do Projeto	Custo estimado do projeto detalhado, serviços de suporte para aquisição de equipamentos, especificações e assistência contratual, acompanhamento da construção, treinamento e comissionamento	80.000
TOTAL		160.000

4.2 Operações, Manutenção e Monitoramento (OM&M)

Os custos anuais estimados de operação, manutenção e monitoramento dos projetos são mostrados na Tabela 11. Tais custos somam aproximadamente US\$ 155 mil para o primeiro ano. Adicionalmente aos custos fixos de OM&M, foi incluído um valor de O&M variável da usina elétrica de US\$ 0,015 por kWh a partir de 2015. Este custo de O&M da usina elétrica varia anualmente, dependendo da quantidade de eletricidade gerada.

Tabela 11. Custos anuais de OM&M estimados

Item	Base	Custo (US\$)
Mão-de-obra	2 ajudantes (1 ajudante e um Líder de operação)	80.000
Eletricidade	6 kW para sopradores e 2 kW para outras aplicações. Preço estimado em US\$ 0,14/kWh, 8760 horas anuais.	11.283
Manutenção dos equipamentos	3% do custo do flare, sopradores, acessórios e instrumentação	9.583
Manutenção da rede	5% do custo total da rede de captação	13.494
Verificação e Certificação do MDL	Estimativa	10.000
Laboratório, testes e calibrações	Estimativa	8.000
Seguro	Estimado em US\$ 4.000, mais 1% do custo da estação de queima	8.509
Segurança	Estimativa	15.000
TOTAL		140.350

4.3 Receitas do Projeto

O projeto em questão teria suas receitas originadas da venda de eletricidade e da venda dos créditos de redução de emissões.

Na ocasião em que foi realizada a avaliação inicial do projeto (fins de 2011, início de 2012), a situação do mercado de carbono era muito diferente da atual. Naquela ocasião, considerou-se um preço conservador para os créditos de redução de emissões de US\$ 8,5 por tCO₂eq⁷. A situação atual mostra que os preços alcan-

⁷ Preço em 20 de outubro de 2011. <http://www.pointcarbon.com/>

çaram um de seus valores mais baixos na história. Por esta razão, apresentamos também uma análise sem considerar receitas pela venda de créditos de carbono, embora seja importante mencionar que apesar da situação atual do mercado, ainda existem alguns outros padrões, sob os quais se poderia desenvolver o projeto e também empresas e governos dispostos a pagar por créditos provenientes de projetos atraentes, como por exemplo, geração de eletricidade a partir de biogás, já que estes incorporam significativas componentes de contribuição para o desenvolvimento sustentável.

Por outro lado, considera-se que a eletricidade tenha o preço, no atacado, de US\$ 75 por MWh. Este preço é baseado em recentes leilões de energia promovidos no Brasil⁸. Existe uma incerteza significativa com relação aos valores que poderiam de fato ser obtidos, considerando que os programas de incentivo do governo estão sujeitos a mudanças. Os desenvolvedores do projeto devem verificar o preço, impostos e taxas associados a venda de energia antes de tomar qualquer decisão de investimentos. De qualquer maneira, na sequência do relatório consta uma análise de sensibilidade na qual se inclui uma variação nos preços de venda da eletricidade.

4.4 Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR)

A receita líquida para cada ano é calculada subtraindo os custos da receita bruta. Aplicou-se uma taxa de desconto de 11,75%⁹ por ano. O VPL é calculado através da adição das receitas líquidas de cada ano, descontadas pela taxa de juros até o ano de referência, incluindo o mesmo.

A TIR é igual à taxa de desconto que resulta em um VPL nulo.

Foram considerados impostos sobre o lucro da ordem de 34%. No entanto, dado que a questão tributária sobre créditos de carbono ainda não está claramente definida no Brasil e portanto está sujeita a consultas ao órgão regulador bem como a diferentes interpretações por parte dos advogados tributaristas e, dado que neste estudo não se conhece qual será o regime tributário ao qual estará sujeito o empreendimento, recomendamos fortemente que quando da eventual tomada de decisão de ir adiante ou não com o projeto, seja consultado e definido com o escritório de contabilidade contratado quais serão os tributos aos quais o projeto estará efetivamente submetido.

4.5 Análise de sensibilidade

Os métodos e hipóteses discutidos acima geram uma TIR estimada de 12,9% para um projeto que iniciaria seu período creditício em 2015 e terminaria em 2035. Cerca de 38% da receita derivam dos créditos de redução de emissões, e 62% derivam da venda de eletricidade.

Esta seção apresenta uma análise de sensibilidade sobre os parâmetros-chave a fim de determinar o impacto que a variação destes tenha sobre os indicadores financeiros do projeto (TIR, VPL).

⁸ CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b01b9f733d60b010VgnVCM1000005e01010aRCRD>

⁹ Baseado na última versão do guia de investimentos para projetos de MDL, no qual se estabeleceu um default value de 11,75%. para projetos de resíduos sólidos no Brasil: http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf

Os principais parâmetros utilizados são:

- Preço de venda das RCEs (Reduções Certificadas de Emissões);
- Preço de venda da energia;
- Investimento total do projeto;
- Custos de operação e manutenção;

A faixa de variação para cada um dos parâmetros foi de +/- 10% e +/- 20%. Os resultados da análise de sensibilidade são apresentados a seguir:

Tabela 12. Análise de sensibilidade: Preço das RCEs

	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
VPL	(\$70.343)	\$64.313	\$198.969	\$332.970	\$464.687
TIR	11,3%	12,1%	12,9%	13,6%	14,3%

Tabela 13. Análise de sensibilidade: Preço de venda da energia

	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
VPL	(\$253.253)	(\$27.142)	\$198.969	\$422.177	\$643.102
TIR	10,3%	11,6%	12,9%	14,0%	15,2%

Tabela 14. Análise de sensibilidade: O&M

	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
VPL	\$489.586	\$345.419	\$198.969	\$48.988	(\$100.993)
TIR	14,4%	13,6%	12,9%	12,0%	11,2%

Tabela 15. Análise de sensibilidade: Investimento

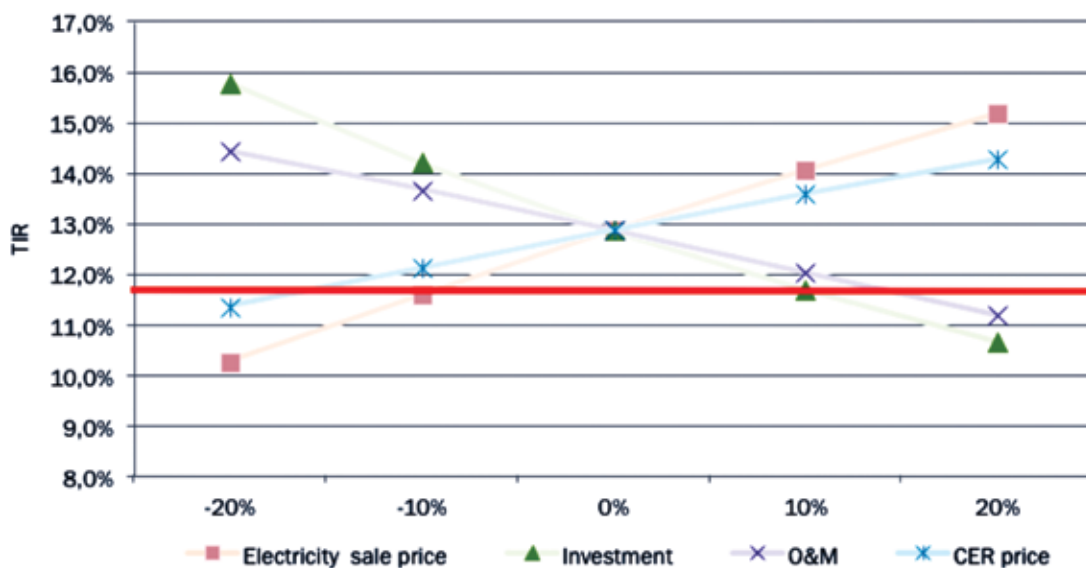
	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
VPL	\$618.727	\$408.848	\$198.969	(\$10.910)	(\$220.788)
TIR	15,8%	14,2%	12,9%	11,7%	10,7%

De acordo com os resultados apresentados nas Tabelas 12 a 15 e conforme indicado na Figura 10, é possível concluir que de acordo com as premissas básicas adotadas, o projeto possui uma TIR de 12,9% e um VPL de US\$ 198.969.

No caso da ocorrência de uma das condições abaixo, o projeto se torna inviável:

- Redução superior a 15% no preço das RCEs (Reduções Certificadas de Emissões).
- Redução superior a 9% no preço de venda da eletricidade.
- Aumento dos investimentos em mais de 9%.
- Aumento dos custos de O&M em mais de 14%.

Figure 8. Análise de sensibilidade – MDL aterro Sanitário São Mateus



A análise financeira mostra que o projeto está no limite e será necessário um gerenciamento adequado dos recursos para que o mesmo permaneça financeiramente atraente.

Também realizamos uma análise sobre os resultados financeiros sem considerar as receitas de venda das RCEs.

No caso de se considerar somente a venda da energia, sem desenvolver o projeto de créditos oriundos de reduções de emissões de GEE, não seria necessário considerar o investimento num flare de alta eficiência, pois o único propósito a considerar seria o de geração de energia. Eliminado este componente, obtemos que a TIR do projeto é de 6,0% e o VPL de (US\$ 686.352). Caso o projeto não consiga obter seu registro junto à CQNUMC e se queira, ainda assim, gerar energia, poderiam ser feitos alguns ajustes quanto ao dimensionamento dos equipamentos, a fim de se obter uma TIR mais atraente. O sucesso do projeto neste caso dependerá também das tarifas de energia.

Outra alternativa seria implementar somente um projeto de captura e queima de biogás sem incluir a geração de eletricidade. Neste caso, o projeto necessariamente deverá ser registrado como projeto de redução de emissões para produzir os créditos de carbono já que esta seria a única receita do projeto. Para esta opção, a TIR seria de 5,6% e o VPL de (US\$ 459.757).

É importante ressaltar que este modelo de análise de investimento conta com um nível razoável de incertezas quanto ao dimensionamento do sistema, devido ao fato de que não se possui alguns detalhes sobre as condições do novo aterro. Estes cálculos se baseiam em um desenho conceitual, o qual pode demandar ajustes. No entanto, os resultados são relevantes no sentido de se obter uma perspectiva do potencial de negócio que o projeto possa gerar.

5. Conclusões

A Tabela 16 mostra um resumo das reduções de emissões de gás de efeito estufa e dos resultados da análise econômica preliminar para este aterro.

Tabela 16. Redução das Emissões e Resultados Econômicos

Cenários	Duração do Projeto (2015-2036)
Geração de Energia de 1,0 MW + créditos de redução de emissões	
Redução das Emissões (tCO ₂ e)	795.175
Taxa Interna de Retorno	12,9%
VPL	US\$ 198.969
Geração de Energia de 1,0 MW sem flare e sem créditos de redução de emissões	
Redução das Emissões (tCO ₂ e)	NA
Taxa Interna de Retorno	6,0%
VPL	(US\$ 686.352)
Somente queima de LFG em flare sem geração de eletricidade + créditos de redução de emissões	
Redução das Emissões (tCO ₂ e)	750.521
Taxa Interna de Retorno	5,6%
VPL	(US\$ 459.757)

Seguem abaixo as conclusões e recomendações relacionadas ao desenvolvimento de um projeto de geração de energia com 1,0 MW de potência, a partir de biogás no novo aterro São Mateus.

1. Avalia-se que a destruição do metano, em flare com 90% de eficiência de queima, deve resultar em cerca de 11.362 tCO₂e de reduções de emissões de GEE em 2015. A redução anual de emissões aumentaria para cerca de 50.861 tCO₂e em 2033, uma vez que, quanto mais resíduos são lançados no aterro, mais aumenta a geração anual de metano. Durante o período de 21 anos que se inicia em 2015 e vai até 2035, a redução de emissões estimada a partir da queima controlada de gás equivale a 750.521 tCO₂e.
2. Caso o biogás seja queimado em motores, a eficiência da combustão passa a ser 100%, e as emissões de 0,3 toneladas de dióxido de carbono por MWh produzido serão evitadas pela substituição da combustão de combustível fóssil na geração de eletricidade. Se considerarmos que o biogás de aterro não usado nos motores terá uma eficiência de queima de 90%, teremos que as reduções de emissões estimadas durante o período de 2015-2035 serão de 795.175 tCO₂e. A potência gerada estimada a partir

do projeto de energia de biogás do aterro será de 1,0 MW. Estima-se que a geração do biogás alcançará a taxa máxima em 2033.

3. A TIR estimada de um projeto de energia de biogás de aterro com 1,0 MW de capacidade, operando de 2015 a 2035, é 12,9%.
4. Caso o biogás do aterro fosse queimado, mas não usado para gerar eletricidade, a TIR estimada seria 5,6% ao ano.
5. Uma vez terminado o período creditício em 2035, ainda existirá um potencial interessante para a geração de reduções de emissões de GEE e para a geração de eletricidade, independentemente da continuidade dos mercados de carbono. Estima-se que, por pelo menos 5 anos depois do encerramento do aterro, este ainda teria biogás disponível e que aportaria receitas adicionais. Desta maneira, se ampliarmos o período de análise de investimento, os indicadores financeiros do projeto melhorariam consideravelmente.
6. Para garantir um desempenho adequado do projeto de captura e aproveitamento de biogás, é desejável que este seja integrado desde o princípio dentro dos projetos de engenharia e de construção do aterro. Além disto, quanto maior for a sinergia entre a operadora do aterro e a empresa responsável pelo projeto de aproveitamento de biogás, maior será a probabilidade de sucesso deste. Em muitas ocasiões, projetos desta natureza acabaram fracassando pelo fato de não existir uma articulação adequada entre as partes envolvidas. Este é um aspecto bastante interessante para o caso de São Mateus, já que o mesmo encontra-se em sua etapa inicial de desenvolvimento.
7. O aumento no preço dos créditos oriundos da redução de emissões melhoraria consideravelmente a viabilidade econômica tanto do projeto de energia quanto do projeto de queima controlada de gás. O mesmo sucederia com um aumento no preço de venda da eletricidade.

2 CTR Santa Rosa: Estado do Rio de Janeiro

1. Informações sobre o aterro

1.1 Generalidades do projeto

Operado pela iniciativa privada, o aterro CTR Santa Rosa está localizado no estado do Rio de Janeiro, no município de Seropédica, bem próximo à cidade do Rio de Janeiro, a segunda mais populosa do Brasil. O CTR Santa Rosa ocupa uma área de 1.699.512,97 m² e começou a receber resíduos em janeiro de 2011, tendo recebido todas as licenças ambientais necessárias para operação. O aterro tem expectativa de receber inicialmente 6.000 toneladas de resíduos sólidos domésticos por dia, no primeiro ano, provenientes dos municípios de Rio de Janeiro, Seropédica e Itaguaí.

O CTR Santa Rosa está localizado no estado do Rio de Janeiro, entre os municípios de Seropédica e Itaguaí (22°47'44.53"S e 43°45'38.01" W). Latitude: - 22.795703, Longitude: - 43.760558).

Figura 1. Localização exata do CTR Santa Rosa, situado entre os municípios de Seropédica e Itaguaí.



O projeto de recuperação e aproveitamento de biogás neste aterro, faz parte de um Programa de Atividades (PoA) sob o MDL no Brasil, denominado “CDM PoA: *Projeto de Gerenciamento de Resíduos Sólidos e de Carbon Finance da Caixa Econômica Federal*. Este PoA foi registrado perante a CQNUMC em 5 de outubro de 2012¹.

Este projeto no CTR Santa Rosa foi incluído como a primeira atividade de projeto (CPA) sob o PoA previamente mencionado e é denominado: CPA-1: *Recuperação do gás de Aterro, geração de energia e distribuição de biogás do CTR Santa Rosa*. Informações detalhadas sobre este CPA podem ser encontradas no site da Internet da CQNUMC².

A modalidade de PoAs sob o MDL permite que diversos CPAs possam ser incluídos dentro do PoA em qualquer momento, uma vez que este último tenha sido registrado.

A entidade coordenadora para a implementação, operação e monitoramento do projeto MDL é a SERB – SANEAMENTO E ENERGIA RENOVÁVEL DO BRASIL S.A.

O objetivo do CPA-1 Aterro CTR Santa Rosa é capturar e queimar/utilizar o metano gerado pela decomposição de resíduos orgânicos provenientes do Aterro Sanitário CTR Santa Rosa. O projeto também pretende gerar eletricidade a partir da queima do metano, bem como promover o “upgrade” do gás de aterro e distribuí-lo através de uma rede de gás natural.

O CPA pode ser resumido da seguinte forma:

- Implementação de um sistema de coleta de gás de aterro;
- Utilização do biogás capturado como combustível para gerar eletricidade que poderá ser usada no próprio local ou vendida para a rede nacional;
- Utilização do biogás capturado na distribuição a consumidores em uma rede de distribuição de gás natural; e
- Queima do excesso de gás de aterro capturado para destruir qualquer emissão de metano.

O sistema de impermeabilização de base será construído visando evitar a contaminação do solo e das águas subterrâneas. Para tanto, será instalada uma camada dupla de argila compactada, a qual será coberta com uma manta de PEAD (polietileno de alta densidade) com 1,5 mm de espessura e uma nova camada de solo para proteção da manta. O aterro será dotado ainda de sistema de drenagem de águas pluviais, de gases e de líquidos percolados (chorume).

O sistema de monitoramento ambiental inclui, ainda, o monitoramento geotécnico que será implantado paulatinamente ao longo da operação do aterro, visando assegurar a estabilidade do maciço de resíduos.

Durante a operação da CTR Santa Rosa, está prevista a cobertura diária das células de resíduos com uma camada de solo de 20 cm de espessura. Tal procedimento evita a atração de animais, tais como baratas, ratos e aves, além de prevenir o carreamento dos resíduos provocado por ventos ou chuvas.

1.2 Geração e disposição dos resíduos

A quantidade estimada de resíduos a ser recebido é baseada em detalhes técnicos da concessão do local e nos dados de coleta de lixo disponíveis para os municípios que depositarão resíduos sólidos urbanos no CTR Santa Rosa, com acréscimo anual pelo coeficiente de crescimento vegetativo da população. A tabela 1 apresenta a projeção dos resíduos que se espera sejam depositados no aterro sanitário:

¹ http://cdm.unfccc.int/ProgrammeOfActivities/poa_db/Q9LW740KAXMUZPCE3UBVS16025HDT/view

² http://cdm.unfccc.int/ProgrammeOfActivities/cpa_db/XQMN648JU5LVRAC20BFE3H1PW0KG79/view

Tabela 1. Resíduo residencial a ser depositado anualmente no CTR Santa Rosa.³

Ano	Peso dos resíduos residenciais (toneladas)
2011	1.043.500
2012	3.019.122
2013	3.352.313
2014	3.385.836
2015	3.419.695
2016	3.453.892
2017	3.488.431
2018	3.523.315
2019	3.558.548
2020	3.594.134
2021	3.630.075
2022	3.666.376
2023	3.703.039
2024	3.740.070
2025	3.777.470
2026	3.815.245
2027	3.853.398
2028	3.891.932
2029	3.930.851
2030	3.970.159
2031	4.009.861
2032	4.049.960

A caracterização dos resíduos sólidos urbanos é baseada na caracterização de resíduos realizada pela prefeitura do município do Rio⁴.

Tipo de resíduo	(%) base úmida
Papel/papelão	16,08%
Plásticos	20,31%
Vidro	2,84%
Matéria orgânica	53,63%
Metal	1,74%
Outros inertes	1,09%
Folhas	1,26%
Madeira	0,34%
Borracha	0,23%
Têxteis	1,75%
Couro	0,18%
Ossos	0,01%
Coco	0,40%
Parafina	0,01%
Eletrônicos	0,13%

³ Fonte: “Edital de concorrência da Comlurb”

⁴ Caracterização dos resíduos pela prefeitura do Rio (Caracterização gravimétrica e microbiológica dos resíduos sólidos domiciliares – 2009), também disponível on-line em <http://comlurb.rio.rj.gov.br/download/caracteriza%C3%A7%C3%A3o%202009.pdf>

2. Geração de gás de aterro e potencial de redução de emissões pela combustão e aproveitamento do LFG

2.1 Modelo de Geração de Gás de Aterro e Método de Estimativa

A estimativa ex-ante da quantidade de metano que teria sido destruída/queimada durante o ano, em toneladas de metano ($MD_{project,y}$) foi calculada de acordo com a quinta versão, aprovada, da “Ferramenta para determinar emissões de metano evitadas através da disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos”, considerando a seguinte equação adicional:

$$MD_{project,y} = \frac{BE_{CH_4,SWDS,y}}{GWP_{CH_4}}$$

Onde:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi \cdot (1 - f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k(y-x)} \cdot (1 - e^{-kj})$$

Onde:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$	= Emissões de metano evitadas durante o ano y com a prevenção da destinação de resíduos no local de destinação de resíduos sólidos (SWDS) durante o período a partir do início da atividade de projeto até o fim do ano y (tCO ₂ e)
φ	= Fator de correção do modelo para considerar as incertezas do modelo (0,9)
f	= Fração de metano capturada no SWDS e queimada em flare, incinerada ou usada de outra maneira.
GWP_{CH_4}	= Potencial de Aquecimento Global do metano, válido para o período de compromisso relevante.
OX	= Fator de oxidação (refletindo o volume de metano do SWDS que é oxidado no solo ou em outro material utilizado na cobertura dos resíduos)
F	= Fração de metano no gás do SWDS (fração de volume) (0,5)
DOC_f	= Fração de carbono orgânico degradável (DOC do inglês “Degradable Organic Carbon”) passível de decomposição
MCF	= Fator de correção do metano
$W_{j,x}$	= Quantidade de orgânico tipo j não depositado no SWDS no ano x (toneladas)
DOC_j	= Fração de carbono orgânico degradável (por peso) no tipo de resíduo j
kj	= Taxa de decaimento para o tipo de resíduo j
j	= Tipo de resíduo (índice)
x	= Ano desde que o aterro começou a receber os resíduos [x varia do primeiro ano de operação do aterro (x=1) até o ano para o qual as emissões foram calculadas (x=y)]
y	= Ano para o qual foram calculadas as emissões de metano Observação: esta definição representa uma correção da Ferramenta conforme ACM0001

O implementador do projeto CPA-1 CTR Santa Rosa prevê que o projeto será empreendido em três fases: a primeira irá abranger a instalação do sistema de coleta de gás de aterro e do flare. Na segunda fase, será instalado o sistema de geração de energia, e na terceira, haverá a implementação da planta de tratamento de gás, que fará o “upgrade” do gás de aterro para distribuição através de uma rede de distribuição de gás natural.

A tabela 2 apresenta os principais parâmetros e os respectivos valores utilizados no cálculo das emissões no cenário da linha de base:

Tabela 2. Informações para determinação da linha de base

Dados	Valor	Unidade	Fonte
Ano de abertura	2011		
Ano de fechamento	2025		
Composição dos resíduos			
Madeira e produtos de madeira	0,3%	Porcentagem do total de resíduos	Haztec - Projeto Aterro Gramacho
Celulose, papel e papelão	16,1%		
Resíduos de alimentos	53,6%		
Têxteis	1,9%		
Resíduos de poda	1,3%		
Resíduos inertes	26,8%		
MCF	1.0		IPCC 2006
K (taxa de decaimento)			
Madeira e produtos de madeira	0,035	-	IPCC 2006 Para clima tropical úmido
Celulose, papel e papelão	0,07		
Resíduos de alimentos	0,40		
Têxteis	0,07		
Resíduos de poda	0,17		
Resíduos inertes	0		
DOCf	0,5		IPCC 2006
DOCj			
Madeira e produtos de madeira	43	%	IPCC 2006 Resíduos úmidos
Celulose, papel e papelão	40		
Resíduos de alimentos	15		
Têxteis	24		
Resíduos de poda	20		
Resíduos inertes	0		

Tabela 3. Média anual de valores meteorológicos para o estado do Rio de Janeiro: temperatura e precipitação

Mês	Temperatura média (Celsius)	Precipitação média (mm)
Jan	26	114
Fev	27	104
Mar	26	104
Abr	24	137
Mai	23	86
Jun	22	81
Jul	21	56
Ago	22	51
Set	22	86
Out	23	89
Nov	24	97
Dez	25	170
Média anual	24	1.175

2.2 Resultados da Modelagem de Gás de Aterro

Baseado nas hipóteses e nos valores de entrada para o modelo de estimativa de geração de biogás para o Aterro CTR Santa Rosa, estima-se que para o ano de 2013, a geração de biogás alcance um valor de 16.424 m³/hora. Em 2032, após 21 anos de operação do aterro, esta taxa de geração seria de 45.775 m³/hora.

Para o projeto MDL, a eficiência de captura de biogás gerado é estimada em cerca de 50% e se mantém constante durante a vida útil do projeto. Esta é uma suposição razoável e conservadora, já que enquanto o aterro se encontrar em operação, existirão áreas expostas na massa de resíduos por donde pode haver migração de biogás.

Admitindo a eficiência de captura de 50%, a quantidade de biogás capturada para 2013 é estimada em 8.212 m³/h, o que equivale a 4.106 m³/h de metano (CH₄), considerando uma composição de 50% de CH₄ no biogás.

A tabela 4 apresenta a projeção de geração e recuperação de biogás e metano do projeto.

Baseado nestas taxas de geração foi determinado o potencial de geração de eletricidade a partir do biogás, a quantidade que poderia estar disponível para “upgrade” e injeção na rede de gás natural e a fração remanescente de biogás que deverá ser queimada no flare.

Tabela 4. Projeção de geração e recuperação de biogás

Ano	Biogás Gerado (m ³ LFG)	Biogás Gerado (m ³ LFG/hora)	Biogás Capturado (m ³ LFG)	Biogás Capturado (m ³ LFG/hora)	Metano Capturado (m ³ CH ₄)	Metano Capturado (m ³ CH ₄ /hora)
2011	24.862.530	2.838				
2012	89.625.482	10.231	22.406.370	5.074	11.203.185	2.537
2013	143.870.054	16.424	71.935.027	8.212	35.967.513	4.106
2014	184.043.964	21.010	92.021.982	10.505	46.010.991	5.252
2015	214.611.878	24.499	107.305.939	12.250	53.652.970	6.125
2016	238.581.051	27.235	119.290.525	13.618	59.645.263	6.809
2017	257.980.551	29.450	128.990.275	14.725	64.495.138	7.362
2018	274.182.624	31.299	137.091.312	15.650	68.545.656	7.825
2019	288.118.225	32.890	144.059.112	16.445	72.029.556	8.223
2020	300.421.592	34.295	150.210.796	17.147	75.105.398	8.574
2021	311.527.244	35.562	155.763.622	17.781	77.881.811	8.891
2022	321.735.083	36.728	160.867.541	18.364	80.433.771	9.182
2023	331.254.095	37.814	165.627.047	18.907	82.813.524	9.454
2024	340.231.713	38.839	170.115.857	19.420	85.057.928	9.710
2025	348.773.552	39.814	174.386.776	19.907	87.193.388	9.954
2026	356.956.685	40.748	178.478.342	20.374	89.239.171	10.187
2027	364.838.586	41.648	182.419.293	20.824	91.209.647	10.412
2028	372.463.171	42.519	186.231.586	21.259	93.115.793	10.630
2029	379.864.873	43.364	189.932.437	21.682	94.966.218	10.841
2030	387.071.414	44.186	193.535.707	22.093	96.767.853	11.047
2031	394.105.687	44.989	197.052.843	22.495	98.526.422	11.247
2032	400.987.047	45.775	200.493.524	22.887	100.246.762	11.444

A tabela 5 apresenta a distribuição de metano considerada pelos proponentes do projeto para cada um dos componentes: i) flare, ii) geração de eletricidade e iii) upgrade; isto para o primeiro período creditício do projeto, que vai de 2012 até 2019. Os valores de 2012 consideram o início em julho e aqueles de 2019 consideram o término do primeiro período creditício em junho.

Tabela 5. Destinação do biogás capturado pelo projeto

Ano	Metano Capturado (m ³ CH ₄)	Metano para o flare (m ³)	Metano para geração de eletricidade (m ³)	Metano para a planta de processamento (m ³)
2011				
2012	11.203.185	11.203.185	–	–
2013	35.967.513	27.867.513	8.100.000	–
2014	46.010.991	18.200.991	8.100.000	19.710.000
2015	53.652.970	17.742.970	16.200.000	19.710.000
2016	59.645.263	23.735.263	16.200.000	19.710.000
2017	64.495.138	20.485.138	24.300.000	19.710.000
2018	68.545.656	24.535.656	24.300.000	19.710.000
2019	35.869,623	10.028.774	16.066.849	9.774.000

Com base nesta distribuição e considerando a densidade e o potencial de aquecimento global em relação ao dióxido de carbono, pode-se determinar a quantidade destruída deste GEE em cada um dos componentes. As tabelas a seguir apresentam os resultados esperados:

Tabela 6. Quantidade anual de metano destruído por queima na atividade do projeto

Ano	MD queimado (tCH ₄)
01/07/2012-31/12/2012	7.227
2013	17.978
2014	11.742
2015	11.446
2016	15.312
2017	13.215
2018	15.828
01/01/2019-30/06/2019	6.372
Total	99.120

No que diz respeito a capacidade de geração, a capacidade máxima de geração estimada é de 25,47 MW. Os motores para geração de eletricidade serão instalados em pacotes de 3 unidades. As unidades em operação serão as seguintes:

- 2013-2014: 3 unidades X 1,06 MW, total 4,245 MW
- 2015-2016: 6 unidades X 1,06 MW, total 8,490 MW
- 2017-2018: 9 unidades X 1,06 MW, total 12,735 MW
- 2019-2020: 12 unidades X 1,06 MW, total 16,980 MW
- 2021-2022: 15 unidades X 1,06 MW, total 21,225 MW
- 2023-2027: 18 unidades X 1,06 MW, total 25,470 MW

Tabela 7. Quantidade anual de metano usado para gerar eletricidade e quantidade de eletricidade gerada e deslocada da rede

Ano	MD para eletricidade (tCH ₄)	Eletricidade deslocada da rede		
		Ano	MWh	tCO _{2e}
01/07/2012-31/12/2012	0	01/07/2012-31/12/2012	0	–
2013	5.806	2013	33.960	10.512
2014	5.806	2014	33.960	10.512
2015	11.612	2015	67.920	21.024
2016	11.612	2016	67.920	21.024
2017	17.418	2017	101.880	31.535
2018	17.418	2018	101.880	31.535
01/01/2019-30/06/2019	11.517	01/01/2019-30/06/2019	67.362	20.851
Total	81.189	Total	474.882	146.992

Tabela 8. Quantidade anual de metano injetada na rede de distribuição de gás natural

Ano	MD pl (tCH ₄)
01/07/2012-31/12/2012	0
2013	0
2014	14.128
2015	14.128
2016	14.128
2017	14.128
2018	14.128
01/01/2019-30/06/2019	7.006
Total	77.646

Como consequência, as emissões de linha de base são:

Tabela 9. Estimativa ex-ante das emissões de linha de base (ajustado para CO₂e) neste CPA

Ano	MD projeto GWP CH ₄ (tCO ₂ e)	Deslocamento para a rede (tCO ₂ e)	BE _y (tCO ₂ e)
01/07/2012-31/12/2012	151.775	10.512	151.775
2013	499.463	10.512	509.975
2014	665.197	21.024	675.708
2015	780.919	21.024	801.943
2016	862.100	31.535	883.123
2017	939.997	31.535	971.532
2018	994.871	20.851	1.026.406
01/01/2019-30/06/2019	1.054.262	10.512	1.075.113
Total	5.948.584	146.992	6.095.576

Emissões do projeto

As emissões do projeto são determinadas a partir de duas fontes, uma do uso de energia elétrica, estimado de acordo com a “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou as emissões fugitivas pelo consumo de eletricidade” – Cenário A: Consumo de eletricidade da rede; e a outra a partir da combustão de combustíveis fósseis, estimadas de acordo com a “Ferramenta para calcular as emissões de projeto ou emissões fugitivas de CO₂ da queima de combustíveis fósseis”:

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,j,y}$$

As emissões atribuíveis ao consumo de combustíveis fósseis (PE_{FC,j,y}) é desprezível, assim sendo, as emissões do projeto correspondem, basicamente, ao consumo de eletricidade do projeto (PE_{EC,y}). A tabela 10 mostra a previsão de emissões do projeto:

Tabela 10. previsão de emissões do projeto devido ao consumo de eletricidade

Ano	PEEC _y (tCO ₂ e)
01/07/2012-31/12/2012	101
2013	201
2014	201
2015	201
2016	201
2017	201
2018	201
01/01/2019-30/06/2019	100
Total	1.406

2.3 Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

As reduções de emissões são calculadas conforme segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/ano)

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano)

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂/ano)

A tabela 11 apresenta o resumo da estimativa de reduções de emissões do projeto.

Tabela 11. Estimativa de reduções de emissões

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões gerais (toneladas de CO ₂ e)
01/07/2012-31/12/2012	101	151.775	151.674
2013	201	509.975	509.774
2014	201	675.708	675.508
2015	201	801.943	801.742
2016	201	883.123	882.923
2017	201	971.532	971.331
2018	201	1.026.406	1.026.205
01/01/2019-30/06/2019	100	1.075.113	1.075.013
Total (toneladas de CO₂e)	1.406	6.095.576	6.094.170

3. Concepção

Conforme já mencionado anteriormente, o gás de aterro coletado será utilizado para gerar eletricidade, parte dele passará por um “upgrade” e será distribuído através de uma rede de distribuição de gás natural, e o excesso será queimado para evitar quaisquer emissões de metano para a atmosfera.

O CPA-1 CTR Santa Rosa contém os seguintes componentes:

3.1 Sistema de coleta de gás de aterro

O estado da arte da tecnologia de coleta de gás a ser incluída neste CPA considera os seguintes itens listados abaixo:

- Poços verticais usados para extração do gás e chorume.
- Poços horizontais utilizados para extrair o gás.

- Otimização do espaçamento entre poços para a máxima coleta com o menor custo.
- Cabeçotes dos poços projetados para a medição de gás.
- Extração de condensado e sistema de armazenamento projetado em pontos estratégicos abaixo de todo o sistema de gás.

3.2 Estação de pré-tratamento do gás de aterro

Todo o gás de aterro coletado será pré-tratado para remover a umidade e outras impurezas, a fim de evitar a corrosão dos sistemas subsequentes de queima (sistema de queima, geradores de eletricidade e estação de “upgrade” do gás de aterro).

3.3 Sistema de queima do gás de aterro

O CPA-1 CTR Santa Rosa terá um sistema de queima no local para incinerar o gás produzido e não utilizado pelos outros sistemas, bem como para os períodos de manutenção em que o motor poderá não estar em operação. O sistema de queima do gás de aterro inclui os itens abaixo:

- Um flare enclausurado com sistema de controle de combustão.
- Sistema soprador utilizado para causar pressão negativa na tubulação (antes do soprador) e pressão positiva (após o soprador) para direcionar o gás para o flare.
- Sistema de monitoramento contínuo da composição do gás (metano, oxigênio, dióxido de carbono e equilíbrio), vazão e temperatura de queima.
- Sistema de segurança de reinício, no caso de desligamento.
- Monitoramento da eficiência do flare.

3.4 Sistema de geração de eletricidade

Será implementada uma instalação de motores modulares. Pequenas unidades geradoras com motores modulares possibilitam adaptar o equipamento aos volumes de gás específicos do local. À medida que os volumes de gás aumentam ou diminuem com o tempo, mais módulos podem ser acrescentados ou então remanejados para outros locais. A instalação dos diversos motores modulares ocorrerá de acordo com os estágios planejados identificados na análise de investimentos realizada para o projeto.

A unidade instalada será constituída pelas instalações de desgaseificação e pela casa de força. Essas instalações incluem os sopradores, trocadores de calor e resfriadores. Em caso de manutenção ou desligamento do sistema, todo o gás de aterro será redirecionado para o sistema de queima para destruir adequadamente o metano que não será utilizado para gerar energia.

3.5 Estação de “upgrade” do gás de aterro

Como parte deste CPA, o gás de aterro passará por um tratamento posterior e será comprimido para injeção na rede de distribuição de gás natural, para distribuição do gás natural vendido ao público consumidor. Em alguns casos, será necessário remover o CO₂ presente no gás de aterro. Em caso de manutenção ou desligamento do sistema, todo o gás de aterro antes destinado à estação de “upgrade” será redirecionado para o sistema de queima para destruir adequadamente o metano que não passar pelo processo de “upgrade”. Portanto, o sistema incluirá os seguintes elementos:

- Sistema de pré-purificação do gás de aterro
- Sistema de absorção por variação de pressão
- Sistema de desidratação
- Sistema de purificação do dióxido de carbono
- Biogás de alimentação do compressor booster
- Gás de alimentação do compressor
- Compressor que alimenta a unidade de purificação de CO₂
- Compressor para refrigeração
- Torre de resfriamento com bombas de circulação
- Sistema de ar dos instrumentos
- Centro de controle dos motores no prédio da casa de força
- DCS no prédio da sala de controle

3.6 Dutos de gás de aterro conectados à rede de distribuição de gás

Este componente abrange o sistema de dutos utilizado para conectar o gás de aterro extraído e tratado à uma rede de distribuição de gás, pela qual o gás de aterro coletado chegará ao usuário final.

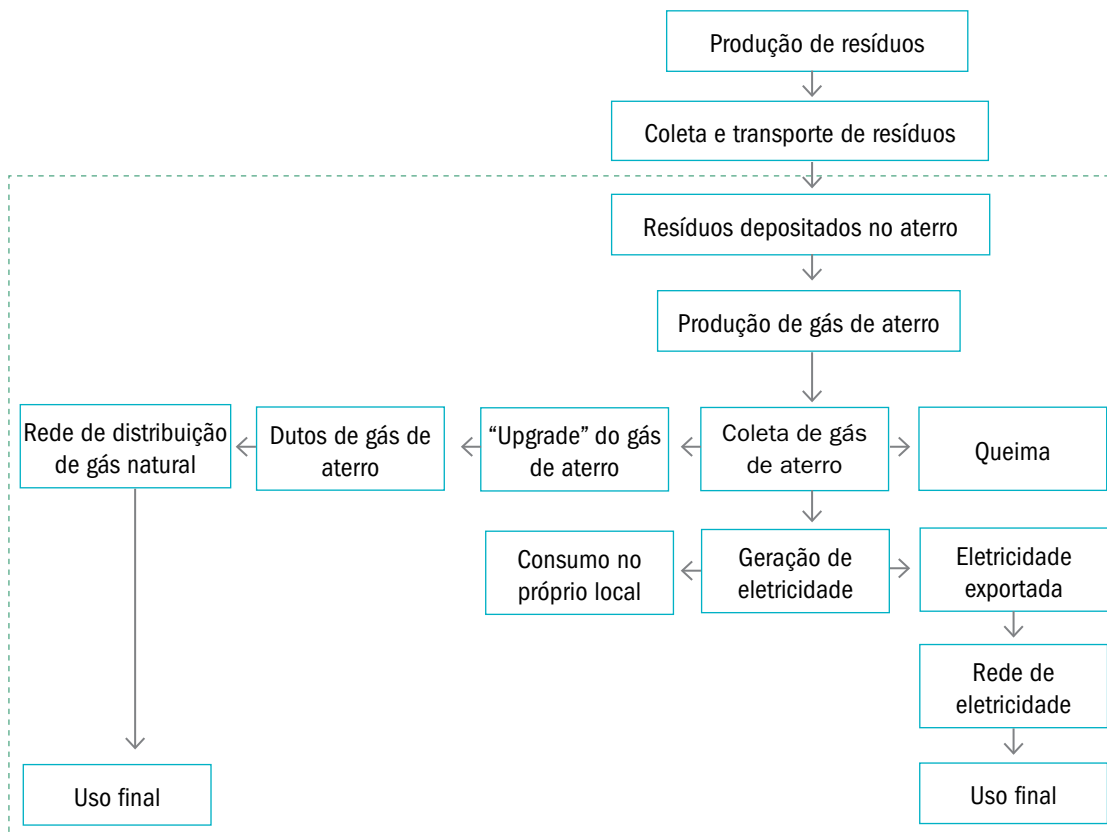
3.7 Sistema de monitoramento

O CPA-1 CTR Santa Rosa possuirá o que há de mais moderno em equipamentos de monitoramento, os quais serão calibrados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada. Todo o pessoal envolvido será capacitado para operar corretamente os equipamentos de monitoramento. A descrição detalhada do plano de monitoramento e dos equipamentos está na seção B.6 do correspondente CPA-DD.

Os dados dos parâmetros de operação e monitoramento serão colhidos por cada operador no local e encaminhados para a Caixa Econômica. Os dados serão eletronicamente registrados (guardados por dois anos após o fim do período de obtenção de créditos) e escritos em separado. Como procedimento de backup, os dados do monitoramento serão impressos periodicamente.

A figura 2 mostra as fronteiras do projeto e os processos envolvidos.

Figura 2. Representação esquemática simplificada dos limites do projeto CPA



4. Análise econômica

Como parte da demonstração da adicionalidade do CPA, os proponentes do projeto realizaram uma análise de investimentos para avaliar se o projeto é rentável por si mesmo, sem a necessidade dos créditos de carbono.

Para esta análise foram utilizadas as diretrizes e os procedimentos estabelecidos pelo Conselho Executivo do MDL. Neste caso, foi selecionado uma análise de "benchmark".

Para realizar a análise de "benchmark", foi realizada uma avaliação do fluxo de caixa do projeto e da sua taxa interna de retorno (TIR) (sem os incentivos financeiros do MDL) ao longo de um período de 21 anos. Para a análise de benchmark foi feita uma comparação da TIR do projeto com as Notas do Tesouro Nacional do Brasil.

De acordo com o PoA, o benchmark foi determinado pelas Notas do Tesouro Nacional (NTN), um indicador financeiro de longo prazo e de baixo risco do Tesouro Nacional brasileiro, onde a taxa média da NTN-F 010117 para o mês de julho, 12,09%, foi usada para fins de comparação.

Dado que a Análise Financeira se dá em termos reais e que a NTN está em termos nominais, o benchmark deve ser convertido em termos reais descontando o índice de inflação, cuja meta estabelecida pelo governo para o mesmo período foi de 4,5%⁵. Portanto, a TIR do benchmark para o CPA no Brasil em termos reais, foi estabelecida em 12,09% em termos nominais, o que equivale a 7,26% em termos reais⁶.

Todos os valores de parâmetros financeiros utilizados na análise de benchmark estão relacionados abaixo:

- A análise de investimentos é realizada sobre um período de 21 anos (até 2031), baseada na vida útil prevista para o projeto^{7,8}.
- Impostos sobre vendas⁹:
 - ICMS: 18%
 - PIS (Programa de Integração Social): 1,65%
 - COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social): 7,60%
- Taxa de câmbio usada para a análise de investimentos: 1,80 R\$/US\$ e 2,2 R\$/Euro¹⁰.
- Capacidade de geração: a capacidade máxima de geração é de 25,47 MW. Os motores para geração de eletricidade serão instalados em pacotes de 3 unidades¹¹. As unidades em operação serão as seguintes:
 - 2013-2014: 3 unidades X 1,06 MW, total 4,245 MW
 - 2015-2016: 6 unidades X 1,06 MW, total 8,490 MW
 - 2017-2018: 9 unidades X 1,06 MW, total 12,735 MW
 - 2019-2020: 12 unidades X 1,06 MW, total 16,980 MW
 - 2021-2022: 15 unidades X 1,06 MW, total 21,225 MW
 - 2023-2027: 18 unidades X 1,06 MW, total 25,470 MW
- As receitas da eletricidade são calculadas utilizando o Leilão de Energia Renovável (pequenas centrais hidrelétricas, bagaço e eólica), 28 de agosto de 2010: 148,39 R\$/MWh¹² (82,4 US\$/MWh).
- As receitas de venda de gás de aterro para a rede de distribuição são calculadas utilizando um valor de 0,5877 R\$/m³¹³ (0,3265 US\$/m³)
- Investimento:
 - Sistema de coleta de gás de aterro¹⁴ (Perfuração + Rede de dutos + poços verticais + Bombas de chorume + Soldagem e Montagem): R\$ 26.496.727 (US\$ 14.720.404), prevendo-se o término de 20% em 2011 e 4% para os anos seguintes até 2031.
 - Sistema de queima de gás de aterro¹⁵ (Sistema de flare e soprador): R\$ 3.339.000 (US\$ 1.855.000)

⁵ Fonte: Banco Central do Brasil. <http://www.bcb.gov.br/Pec/metasp/TabelaMetaspResultados.pdf>

⁶ Fonte: Banco Central do Brasil. <http://www.bcb.gov.br>

⁷ Projeto definido como captura de biogás, geração de eletricidade, fornecimento de gás a consumidores através da rede de distribuição de gás e/ou queima de gás.

⁸ Vida útil do equipamento, Fonte: Estudo de Viabilidade do Projeto Biogás Seropédica

⁹ Fonte: PIS 1,65% e COFINS 7,6%.pdf. Receita Federal do Brasil (Ministério da Fazenda) [http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/PisPasepCofins/IncidenciaExportServico.htm#Base de cálculo](http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/PisPasepCofins/IncidenciaExportServico.htm#Base%20de%20c%C3%A1lculo)

¹⁰ O preço de referência da eletricidade é baseado no segundo leilão de fontes de energia renovável (26 de agosto de 2010). Os resultados do leilão podem ser consultados no site da CCEE:

¹¹ GE ENERGY JENBACHER – HAZTEC – Proposta Comercial.pdf

¹² O preço de referência da eletricidade é baseado no segundo leilão de fontes de energia renovável (28 de agosto de 2010). Para fins de conservadorismo, foi escolhido o preço mais alto do leilão: R\$ 148,39/MWh. Disponível no site da CCEE: http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?contentType=RESULTADO_LEILAO&vgnextoid=ed7c645eb56ba210VgnVCM1000005e01010aRCRD&qryRESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=0101645eb56ba210VgnVCM100005e01010a_____&x=10&y=8

¹³ Comunicação CEG

¹⁴ Fonte: Estudo de Viabilidade do Projeto Conceitual – Santa Rosa.

¹⁵ Fonte: Seropedica LANDTEC.pdf

- Grupo motriz, composto de motores, construção da planta, conexão, etc: R\$ 13.683.462 (US\$ 7.601.923,47)
- Planta de processamento de gás de aterro¹⁶ (incluindo impostos de importação¹⁷): R\$ 40.132.011 (US\$ 22.295.562)
- Operação e Manutenção (O&M):
 - O&M do sistema de eletricidade¹⁸: 576.000 R\$/ano (320.000US\$/ano) (fixo) e R\$ 36/MWh (US\$20/MWh).
 - Custos de O&M do sistema de coleta de gás de aterro e flare¹⁹: R\$ 480.000/ano (US\$ 266.667/ano), com taxa de acréscimo de 4% até 2031
 - O&M da planta de processamento de gás de aterro²⁰: R\$ 1.929.280/ano (US\$ 1.071.822/ano)
 - Custos administrativos²¹: R\$ 420.000/ano (US\$ 233.333/ano).
 - Custos com seguro²²: 0,177% do investimento/ano.
- A reforma do primeiro grupo motriz (composto de 3 motores) é estimada em: R\$ 400.400 (US\$ 667.333) (necessária após 60.000 horas de operação)²³.
- Os valores de mercado para os grupos motrizes instalados em 2017 e 2019 estão inclusos.
- Os diferentes grupos de motores são considerados para uma vida útil de 15 anos. O valor de mercado foi calculado utilizando-se uma taxa de depreciação de 10%²⁴.

Usando as hipóteses relacionadas na seção anterior, a TIR de projeto calculada é de **5,09%**, abaixo do benchmark de **7,26%**.

Adicionalmente, de acordo com as regras do MDL, é necessário preparar também uma análise de sensibilidade. O objetivo da análise de sensibilidade é examinar se a conclusão referente à viabilidade financeira do CPA proposto continua sólida e coerente com as variações razoáveis a que as hipóteses estão sujeitas. A análise de investimentos só proporciona um argumento válido a favor da adicionalidade se comprovar a impossibilidade de o projeto ser financeiramente atraente.

Como primeira parte da análise de sensibilidade, a viabilidade financeira do CPA foi examinada considerando somente a geração de eletricidade (sem considerar a planta de processamento de gás de aterro para venda de biogás à rede de distribuição), e somente a distribuição do biogás (sem considerar a geração de eletricidade). O resumo dos resultados obtidos nesta primeira parte da análise de sensibilidade realizada para a atividade de projeto segue abaixo:

¹⁶ Fonte: Linde proposal.doc

¹⁷ Fonte: Import_levies_BiogasPlant.pdf

¹⁸ Fonte: O&M - HAZTEC - Proposta Técnica e Comercial Rev 3.pdf

¹⁹ Fonte: Estudo de Viabilidade do Projeto Conceitual - Santa Rosa

²⁰ Fonte: Linde_Haztec letter.pdf

²¹ Fonte: Estudo de Viabilidade do Projeto Conceitual - Santa Rosa

²² Fonte: Haztec Insurance.pdf

²³ Fonte: Overhaul Motores JMS 420.pdf

²⁴ Fonte: Taxas de depreciacao.pdf. Instrução Normativa SRF nº 162, de 31 de dezembro de 1998 (<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1998/i>)

Variação	TIR
Somente geração de eletricidade (sem venda de biogás)	3,40%
Somente distribuição de eletricidade (sem geração de eletricidade)	0,13%

Conforme mostrado na tabela acima, sem a receita do MDL, as TIRs das variações do projeto considerando somente geração de eletricidade ou somente distribuição do biogás são inferiores à taxa de benchmark de 7,26%. Dessa forma, as variações propostas para o projeto não são financeiramente atraentes para os investidores.

Como segunda parte da análise de sensibilidade do CPA, foram adotadas as seguintes hipóteses, por serem os custos mais significativos envolvidos na atividade de projeto:

- Variação no preço do gás de aterro vendido em + 10%;
- Variação no preço da eletricidade vendida em +10%
- Variação no CAPEX do sistema de “upgrade” do gás em - 10%;
- Variação no OPEX da geração de energia em - 10%.

A tabela 12 resume as TIRs resultantes da aplicação das diferentes hipóteses.

Tabela 12. Análise de sensibilidade

Variações	Valor inicial	Valor de variação	Unidades	TIR
Variação no preço do gás de aterro vendido em + 10%	0,5877	0,6465	R\$/m ³	6,66%
Variação no preço da eletricidade vendida em +10%	148,39	163,23	R\$/MWh	7,02%
Variação no CAPEX do sistema de “upgrade” do gás em - 10%	40.132.011	36.118.810	R\$	6,30%
Variação no OPEX da geração de energia em - 10%	137.126.880	123.414.192	R\$	6,47%

Conforme mostrado na tabela acima, a TIR do projeto permaneceu abaixo do benchmark quando os indicadores financeiros acima flutuaram dentro da faixa de - 10% a +10%. De acordo com a análise de sensibilidade, a TIR do projeto ainda está muito abaixo do benchmark de 7,26%.

Portanto, sem as receitas do MDL, o CPA proposto não é financeiramente atraente.

Segundo recomendação da Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade, a análise mostrou que é improvável que o CPA seja atraente do ponto de vista econômico/financeiro.

5. Conclusões e comentários

1. Este projeto apresenta um claro exemplo dos benefícios que os créditos de carbono podem trazer para este tipo de iniciativas. Na análise financeira foi demonstrado que sem os benefícios econômicos do MDL, o projeto não é atraente financeiramente já que a TIR é de 5,06%, a qual está abaixo do benchmark de 7,26%.
2. Este projeto também apresenta particularidades e desafios muito específicos por ser parte do segundo Programa de Atividades (PoA) a ser registrado no Brasil e o segundo no mundo no setor de aterros sanitários. Os procedimentos estabelecidos no PoA requerem uma coordenação adequada entre as partes envolvidas para garantir o êxito na implementação do projeto e na geração das RCEs.
3. O projeto é muito interessante pois inclui três componentes associados com o destino final do biogás recuperado: i) purificação e injeção na rede de gás natural, ii) geração de eletricidade e iii) queima do excesso de biogás em uma tocha. Esta configuração também faz com que o projeto seja o primeiro no Brasil a ser registrado sob o MDL e que inclua estas três componentes.
4. Estima-se que o projeto vá gerar cerca de 6 milhões de tCO₂e no seu primeiro período creditício, que vai desde 2012 até 2019. O projeto espera conseguir uma redução de 509.744 tCO₂e em 2013 e chegar a cerca de 1.075.013 tCO₂e em 2019. A média anual estimada seria de 794.672 tCO₂e.
5. O mercado de carbono apresenta atualmente muitas incertezas e não é possível determinar com certeza os preços futuros das RCEs. No entanto, devido ao fato do projeto ter sido registrado antes do final de 2012, apresenta certas vantagens competitivas que fazem com que seu preço possa ser atraente. Conforme foi demonstrado na análise de investimentos apresentada no CPA, as receitas pela venda das RCEs são fundamentais para garantir a sustentabilidade do projeto, motivo pelo qual, sua estratégia de comercialização é um aspecto crítico.
6. O projeto, além de contribuir com a redução de emissões de GEE, apresenta outros aspectos e co-benefícios que contribuem para o desenvolvimento sustentável. Implementar este tipo de iniciativas, implica que o aterro deve ser operado com muitos controles, diminuindo assim a possibilidade de geração de outros impactos ambientais. Além disso, gera-se a necessidade de mão de obra durante a fase de construção e operação, envolve transferência de tecnologias e capacitação em temas associados com o manejo de biogás, além de utilizar uma fonte de energia não convencional e renovável, substituindo o uso de combustíveis fósseis.

3

CTR Candeias: Estado de Pernambuco

1. Informações sobre o aterro

1.1 Generalidades do projeto

O aterro CTR Candeias, construído e operado pela Haztec Tecnologia e Planejamento Ambiental SA (Haztec), está estrategicamente localizado nas proximidades de grandes cidades da Área Metropolitana de Recife e é o primeiro aterro sanitário no estado de Pernambuco. O aterro iniciou suas operações em agosto de 2007 e recebeu todas as licenças ambientais necessárias para suas operações. O aterro foi projetado para operar por um período de 16 anos e consequentemente será fechado até o final de 2022. Este aterro municipal ocupa uma área com mais de 170.000 m² e receberá cerca de 11 milhões de toneladas de resíduos sólidos durante o período 2007-2022.

O aterro CTR Candeias está localizado no município de Jaboatão dos Guararapes, na Área Metropolitana de Recife. O local, que está situado nas coordenadas Latitude – 8.164258; Longitude:-34.985286, indicado na figura a seguir.

Figura 1. Localização exata do CTR Candeias



O projeto de recuperação e aproveitamento de biogás neste aterro está registrado como projeto MDL; a data de registro perante a CQNUMC foi em 29 de setembro de 2011 sob o nome “CTR Candeias landfill gas Project”, número de registro 3958¹.

O objetivo do Projeto de gás de aterro do CTR Candeias é o de capturar e queimar o metano (CH₄) gerado pela decomposição dos resíduos orgânicos do aterro sanitário do CTR Candeias. O projeto também pretende gerar eletricidade a partir da combustão do metano e vendê-la para o SIN – Sistema Interligado Nacional, reduzindo assim as emissões de CO₂, através da substituição de eletricidade que de outra forma seria gerada a partir de combustíveis fósseis.

O projeto consiste de um sistema de captura de gás de aterro (LFG), um sistema de pré-tratamento de LFG, um sistema de combustão enclausurada, um sistema de geração de eletricidade e um sistema de conexão elétrica à rede; neste caso a rede, conforme já mencionado anteriormente, será o SIN – Sistema Interligado Nacional. Inicialmente, o gás de aterro é capturado e então, através de uma rede composta de uma tubulação para transporte, o gás de aterro é levado ao sistema de pré-tratamento, onde a umidade é removida. Em seguida, vem a combustão enclausurada, que é utilizada no início das operações (período necessário para testar o volume e a quantidade de gás antes de utilizá-lo para gerar energia) e quando o volume de gás exceder a capacidade do sistema de geração de eletricidade ou quando o sistema de geração de eletricidade não estiver em operação (por exemplo quando estiver em manutenção ou quando houver quebras).

1.2 Geração e disposição dos resíduos

O aterro de Candeias começou a receber resíduos em 2007 e deverá receber resíduos por mais 15 anos. O total de resíduos recebidos durante estes 16 anos deve chegar a cerca de 11 milhões de toneladas. Esta estimativa é baseada nos volumes recebidos e monitorados no período 2007-2009 e nos volumes de resíduos que se espera sejam depositados de 2010 até o fechamento em 2022.

A tabela 1 apresenta a projeção dos resíduos que se espera sejam depositados no aterro sanitário.

Baseado em amostragens, a composição dos resíduos é a seguinte: alimentos e resíduos de alimentos 48,3%, papel 12,9%, têxteis 3,8%, madeira e produtos de madeira 0,6%, e as seguintes frações de inertes: plásticos 15,2%, vidros 2,1% metais 1,2%, outros materiais inertes: 15,9%.²

¹ <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/ERM-CVS1283351787.62/view>

² Waste characterization study, Candeias landfill, 2010 (Ensaio de caracterização gravimétrica dos resíduos dispostos no CTR CANDEIAS, Nov. 2010)

Tabela 1. Resíduo residencial a ser depositado anualmente no CTR Candeias

Ano	Peso dos resíduos residenciais (toneladas)
2007	32.501
2008	309.003
2009	457.303
2010	766.500
2011	766.500
2012	766.500
2013	766.500
2014	766.500
2015	766.500
2016	766.500
2017	766.500
2018	766.500
2019	766.500
2020	766.500
2021	766.500
2022	766.500

2. Geração de gás de aterro e potencial de redução de emissões pela combustão e aproveitamento do LFG

2.1 Modelo de Geração de Gás de Aterro e Método de Estimativa

A estimativa ex-ante das emissões é calculada de acordo com a “Ferramenta para determinar emissões de metano evitadas através da deposição de resíduos em um local de deposição de resíduos sólidos” versão 05, onde $BE_{CH_4,SWDS,y}$ representa as emissões de metano geradas durante o ano y pela deposição de resíduos em um local para deposição de resíduos sólidos durante o período desde o início da atividade de projeto até o final do ano y (tCO_2e), considerando a seguinte equação adicional:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi \cdot (1 - f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k(y-x)} \cdot (1 - e^{-kj})$$

Onde:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$	=	Emissões de metano evitadas durante o ano y com a prevenção da destinação de resíduos no local de destinação de resíduos sólidos (SWDS) durante o período a partir do início da atividade de projeto até o fim do ano y (tCO _{2e})
φ	=	Fator de correção do modelo para considerar as incertezas do modelo (0,9)
f	=	Fração de metano capturada no SWDS e queimada em flare, incinerada ou usada de outra maneira.
GWP_{CH_4}	=	Potencial de Aquecimento Global do metano, válido para o período de compromisso relevante.
OX	=	Fator de oxidação (refletindo o volume de metano do SWDS que é oxidado no solo ou em outro material utilizado na cobertura dos resíduos)
F	=	Fração de metano no gás do SWDS (fração de volume) (0,5)
DOC_f	=	Fração de carbono orgânico degradável (DOC do inglês “Degradable Organic Carbon”) passível de decomposição
MCF	=	Fator de correção do metano
$W_{j,x}$	=	Quantidade de orgânico tipo j não depositado no SWDS no ano x (toneladas)
DOC_j	=	Fração de carbono orgânico degradável (por peso) no tipo de resíduo j
k_j	=	Taxa de decaimento para o tipo de resíduo j
j	=	Tipo de resíduo (índice)
x	=	Ano desde que o aterro começou a receber os resíduos [x varia do primeiro ano de operação do aterro (x=1) até o ano para o qual as emissões foram calculadas (x=y)] = Observação: esta definição representa uma correção da Ferramenta conforme ACM0001
y	=	Ano para o qual foram calculadas as emissões de metano

A tabela 2 apresenta os principais parâmetros e os respectivos valores utilizados no cálculo das emissões no cenário da linha de base.

Tabela 2. Informações para determinação da linha de base

Dados	Valor	Unidade	Fonte
Ano de abertura	2010		
Ano de fechamento	2022		
Composição dos resíduos			
Madeira e produtos de madeira	0,6%	Porcentagem do total de resíduos	Ensaio de caracterização gravimétrica dos resíduos dispostos no CTR CANDEIAS Nov 2010
Celulose, papel e papelão	12,9%		
Resíduos de alimentos	48,3%		
Têxteis	3,8%		
Resíduos de poda	0,0%		
Resíduos inertes	34,4%		
MCF	1.0		IPCC 2006
K (taxa de decaimento)			
Madeira e produtos de madeira	0,035	-	IPCC 2006 Para clima tropical úmido
Celulose, papel e papelão	0,07		
Resíduos de alimentos	0,40		
Têxteis	0,07		
Resíduos de poda	0,17		
Resíduos inertes	0		
DOCf	0,5		IPCC 2006
DOCj			
Madeira e produtos de madeira	43	%	IPCC 2006 Resíduos úmidos
Celulose, papel e papelão	40		
Resíduos de alimentos	15		
Têxteis	24		
Resíduos de poda	20		
Resíduos inertes	0		

Tabela 3. Média anual de valores meteorológicos para o estado do Pernambuco: temperatura e precipitação

Mês	Temperatura média (Celsius)	Precipitação média (mm)
Jan	26	103,4
Fev	27	144,2
Mar	26	264,9
Abr	24	326,4
Mai	23	328,9
Jun	22	389,6
Jul	21	385,6
Ago	22	213,5
Set	22	122,5
Out	23	66,1
Nov	24	47,8
Dez	25	65,0

2.2 Resultados da Modelagem de Gás de Aterro

Em conformidade com as hipóteses e valores de entrada para o modelo de estimativa de geração de biogás, a tabela 4 apresenta os valores estimados de geração de metano, bem como o metano a ser capturado e usado para geração de eletricidade.

Tabela 4. Gás metano gerado, capturado, queimado e usado para gerar eletricidade

Mês	CH ₄ gerado pelo aterro m ³ x1000	CH ₄ capturado m ³ x1000	CH ₄ para queima m ³ x1000	CH ₄ para gerar eletricidade m ³ x1000
2011	7.406	2.963	2.963	0
2012	20.846	8.338	283	8.100
2013	23.234	9.293	1.193	8.100
2014	25.076	10.030	1.930	8.100
2015	26.535	10.614	2.514	8.100
2016	27.724	11.089	2.989	8.100
2017	28.716	11.487	0	11.487
2018	17.172	6.869	0	6.869

Com base nesta distribuição e considerando a densidade e o potencial de aquecimento global em relação

ao dióxido de carbono, pode-se determinar a quantidade destruída de GEE em cada um dos componentes. As tabelas a seguir apresentam os resultados esperados:

Tabela 5. Quantidade anual de metano destruído(MD) por queima na atividade do projeto

Ano	MD por queima (tCH ₄)
01/08/2011-31/12/2011	1.911
2012	5.960
2013	6.576
2014	7.051
2015	7.428
2016	7.735
2017	8.234
01/01/2018 - 31/07/2018	4.924
Total	49.818

Com respeito a geração de eletricidade, foram selecionadas unidades modulares para a instalação. Cada unidade será composta de 3 conjuntos geradores, cada um com uma capacidade de 1.415 MW (resultando em uma capacidade total combinada de 4.245 MW).

Baseado no volume de gás extraído, o número de unidades modulares selecionado para este aterro, é o seguinte: 1 x 3 conjuntos para 2012-2016, 2 x 3 conjuntos para 2017-2023, e 1 x 3 conjuntos para 2024-2026. De 2024 até 2026, apenas um conjunto (1 x 3) será necessário, devido ao decréscimo da quantidade de LFG extraída.

Tabela 6. Quantidade de eletricidade gerada e deslocada do SIN

Ano	MWh	Deslocamento do SIN (tCO _{2e})
01/08/2011-31/12/2011	0	0
2012	33.960	5.552
2013	33.960	5.552
2014	33.960	5.552
2015	33.960	5.552
2016	33.960	5.552
2017	33.960	7.874
01/01/2018 - 31/07/2018	28.798	4.708
Total	246.757	40.345

Finalizando, as emissões de linha de base resultantes (BEy) são obtidas utilizando-se a seguinte

equação:

$$BE_y = MD_{project,y} * GWP_{CH4} + ELLFG_y * CEF_{elec,BL,y}$$

Onde:

- BE_y = Emissões da Linha de Base no ano y (tCO₂e)
- $MD_{project,y}$ = A quantidade de Metano que teria sido destruída/queimada durante o ano, em toneladas de metano (tCH₄) no cenário de projeto
- GWP_{CH4} = Valor do Potencial de Aquecimento Global do Metano para o primeiro período de compromisso, 21 tCO₂e/tCH₄
- $ELLFG_y$ = Quantidade líquida de Eletricidade produzida usando o gás de aterro, que na ausência da atividade de projeto seria produzida por usinas de energia conectadas à rede ou por uma usina de energia cativa movida a combustível fóssil dentro ou fora do local do aterro durante o ano y, em megawatt horas (MWh)
- $CEF_{elec,BL,y}$ = Intensidade das emissões de CO₂ da fonte de eletricidade da linha de base deslocada, em tCO₂e/MWh. Estimada conforme explicado no PoA-DD e no Anexo 3 deste CPA-DD.

Tabela 7. Estimativa ex-ante das emissões de linha de base (ajustado para CO₂e) neste CPA

Ano	MD projeto GWP CH ₄ (tCO ₂ e)	Deslocamento do SIN (tCO ₂ e)	BE _y (tCO ₂ e)
01/08/2011-31/12/2011	40.136	0	40.136
2012	125.157	5.552	130.709
2013	138.096	5.552	143.649
2014	148.077	5.552	153.630
2015	155.987	5.552	161.540
2016	162.428	5.552	167.980
2017	172.905	7.874	180.779
01/01/2018 - 31/07/2018	103.395	4.708	108.103
Total	1.046.181	40.345	1.086.526

Emissões do projeto

As emissões do projeto são determinadas a partir de duas fontes, uma do uso de energia elétrica, estimado de acordo com a “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou as emissões fugitivas pelo consumo de eletricidade” – Cenário A: Consumo de eletricidade da rede; e a outra a partir da combustão de combustíveis fósseis, estimadas de acordo com a “Ferramenta para calcular as emissões de projeto ou

emissões fugitivas de CO₂ da queima de combustíveis fósseis”:

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,j,y}$$

As emissões atribuíveis ao consumo de combustíveis fósseis ($PE_{FC,j,y}$) é desprezível, assim, as emissões do projeto correspondem basicamente ao consumo de eletricidade do projeto ($PE_{EC,y}$). A tabela 8, apresenta a projeção de emissões do projeto.

Tabela 8. Projeção de emissões do projeto pelo consumo de eletricidade

Ano	PEEC,y (t CO ₂ e)
01/08/2011-31/12/2011	44
2012	106
2013	106
2014	106
2015	106
2016	106
2017	106
01/01/2018 - 31/07/2018	62
Total	742

2.3 Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

As reduções de emissões são calculadas conforme segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/ano)

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano)

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂/ano)

A tabela 9 apresenta o resumo da estimativa de reduções de emissões do projeto.

Tabela 9. Estimativa de reduções de emissões

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões gerais de emissões gerais (toneladas de CO ₂ e)
01/07/2012-31/12/2012	44	40.136	40.091
2013	106	130.709	130.603
2014	106	143.649	143.543
2015	106	153.630	153.524
2016	106	161.540	161.434
2017	106	167.980	167.874
2018	106	180.779	180.673
01/01/2019-30/06/2019	62	108.103	108.041
Total (toneladas de CO₂e)	742	1.086.526	1.085.783

Neste ponto, é importante ressaltar que o projeto já se encontra capturando biogás, e desde dezembro de 2012, o gás capturado é queimado no flare. A fase de geração de eletricidade ainda não foi instalada porque o aterro é relativamente novo e ainda não produz biogás em uma quantidade economicamente viável para a geração de eletricidade. Os valores relacionados nas tabelas anteriores, correspondem aos dados públicos que foram incluídos no Documento de Concepção do Projeto (DCP) do MDL.

3. Concepção

Conforme já mencionado, o projeto consiste de um sistema de captura de LFG, um sistema de pré-tratamento de LFG, um sistema de combustão enclausurada, um sistema de geração de eletricidade e um sistema de interconexão com o SIN. Primeiramente, o gás de aterro é capturado e então, através de uma rede composta de tubulações, ou dutos de transporte, o gás de aterro é levado ao sistema de pré-tratamento, onde a umidade é removida. Em seguida, vem a combustão enclausurada, que será utilizada no início das operações (período requerido para testar os volumes e a qualidade do gás, antes da geração de energia) e quando o volume de gás exceder a capacidade do sistema de geração de eletricidade ou ainda quando o sistema de geração de eletricidade não estiver em operação (por exemplo quando estiver em manutenção ou quando houver quebras).

3.1 Sistema de Captura do gás:

O estado-da-arte em tecnologia de coleta de gás compreende os seguintes itens:

- Poços verticais utilizados para extrair o gás e o chorume;
- Poços horizontais utilizados para extrair o gás;
- Espaçamento entre os poços otimizado para máxima extração de gás e mínimos custos;
- Cabeças de poços concebidos para possibilitar medições de gás;
- Sopradores;

- Sistemas de extração e armazenamento de condensados, localizados em pontos estratégicos ao longo do sistema de gás, e
- Sistema de gasodutos coletores para conectar o LFG capturado com os sistemas de geração de eletricidade e de queima.

3.2 Sistema de pré-tratamento do gás de aterro:

Uma vez que o gás de aterro tenha sido capturado, ou coletado, e transportado através dos gasodutos, o gás de aterro chegará ao sistema de pré-tratamento (desumidificador), no qual se removerá a umidade contida no gás de aterro.

3.3 Sistema de combustão enclausurada:

O sistema de combustão enclausurada selecionado, é projetado para operar continuamente com controle automático de temperatura para destruir com segurança o biogás gerado pelos resíduos sólidos.

O sistema de combustão irá assegurar a combustão do LFG (por exemplo: durante manutenções, paradas por quebra, ou ainda quando o volume de gás exceder a capacidade do sistema de geração de eletricidade). O sistema de combustão compreende os itens a seguir:

- Queimador (Flare) enclausurado com sistema de combustão controlada;
- Sistema de soprador para encaminhar o gás para a queima;
- Equipamento para assegurar monitoramento constante da composição do LFG (metano, oxigênio, dióxido de carbono e restante dos componentes), fluxo e temperatura de queima; e
- Sistema de re-ignição de segurança, caso o sistema desligue.

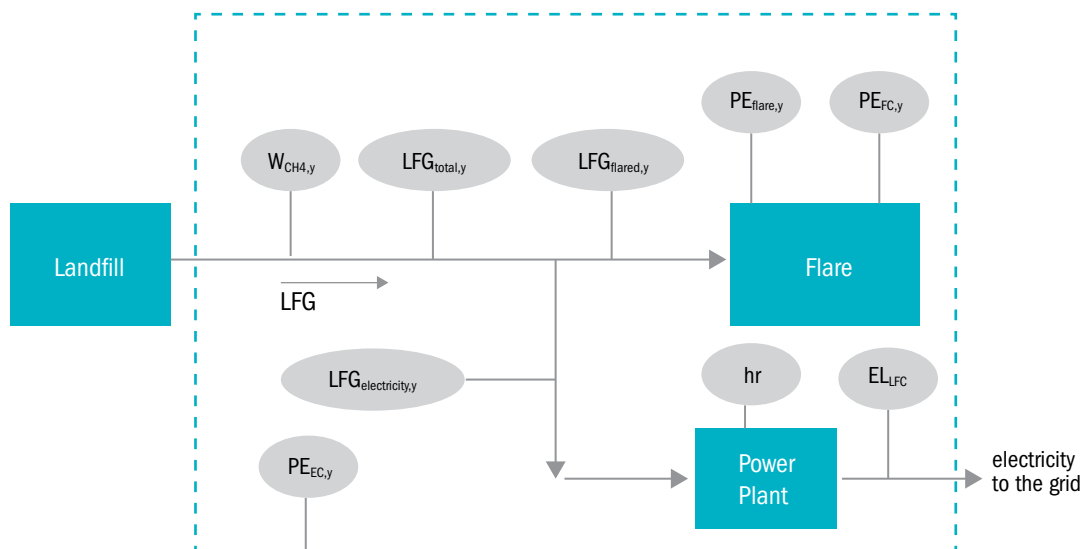
3.4 Sistema de geração de eletricidade e sistema de conexão ao SIN

Foram selecionadas unidades modulares para o local. Cada unidade será composta por 3 geradores, cada um possuindo uma capacidade de 1,415 MW (ou uma capacidade total combinada de 4,245 MW). Baseado no volume de gás extraído, o número de unidades modulares selecionados para este aterro é o seguinte: 1 x 3 geradores para o período 2012-2016, 2 x 3 geradores para 2017-2023, e 1 x 3 geradores para 2024-2026. A partir de 2024 até 2026, somente uma unidade (1 x 3) será necessária, devido a diminuição da quantidade de LFG extraída.

3.5 Sistema de Monitoramento

O processo será controlado por um sistema de controle elétrico equipado com um Controlador Lógico Programável (PLC). O sistema incluirá o monitoramento dos parâmetros requeridos de acordo com a metodologia. A figura 2 mostra um diagrama simplificado do monitoramento.

Figura 2. Diagrama de monitoramento simplificado



4. Análise econômica

Como parte da demonstração da adicionalidade do CPA, os proponentes do projeto realizaram uma análise de investimentos para avaliar se o projeto é rentável por si mesmo, sem a necessidade dos créditos de carbono.

Para esta análise foram utilizadas as diretrizes e os procedimentos estabelecidos pelo Conselho Executivo do MDL. Neste caso, foi selecionado uma análise de “benchmark”.

Para realizar a análise de benchmark, foi efetuada uma avaliação do fluxo de caixa do projeto e de sua Taxa Interna de Retorno (TIR), sem levar em consideração os benefícios financeiros oriundos do MDL. A análise de benchmark é realizada pela comparação da TIR do projeto com o custo de oportunidade mais conservador na economia Brasileira – a SELIC³, taxa básica de juros definida pelo Banco Central do Brasil⁴ que representa o retorno esperado de um fundo de investimento de baixo risco no Brasil. Como a SELIC é uma taxa de juros nominal, a análise financeira é desenvolvida em termos nominais, excluindo o imposto de renda. Esta é uma benchmark bastante conservadora, pois não inclui nenhum ajuste ao risco. O valor nominal da SELIC selecionado, está entre os valores mais baixos dos últimos anos, 10,25%, o que representa 5,5% em termos reais em 2010.

Todos os valores de parâmetros financeiros estão indicados abaixo⁵:

- A análise de investimentos é realizada supondo um período de 21 anos (até 2030), baseados na vida útil prevista para o projeto^{6,7};

³ A taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) é a média ponderada das taxas praticadas nos acordos de recompra overnight, amparados pelos papéis do Governo registrados na SELIC.

⁴ Banco Central do Brasil, <http://www.bcb.gov.br/>

⁵ Todas as informações utilizadas para a análise financeira, são as mais recentes utilizadas quando da preparação da análise financeira em 2010. A meta para início das operações, na ocasião, era 01/01/2011.

⁶ Projeto definido como captura de biogás, geração de eletricidade e/ou queima de gás.

⁷ Vida útil do equipamento, Fonte: especificação ZTOF JZ.pdf

- Taxa de Inflação anual: 4,5%⁸
- Impostos sobre vendas⁹

Para um cálculo conservador, foram incluídos apenas os impostos federais sobre as vendas (PIS e COFINS), excluindo outros impostos, tais como o ICMS e os impostos municipais.

- PIS (Programa de Integração Social): 1,65%
- COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social): 7,60%
- A Benchmark é equivalente a taxa SELIC: 10,25% (Em 9 de junho de 2010)¹⁰.
- Taxas de conversão utilizadas para a análise de investimentos: 1,80 R\$/US\$ e 2,2 R\$/Euro¹¹.
- Capacidade de Geração: máxima capacidade de geração será de 8,49 MW. As unidades utilizadas serão as seguintes:
 - 2012-2016: 3 unidades x 1,415 MW, total 4,245 MW
 - 2017-2023: 6 unidades x 1,415 MW, total 8,490 MW
 - 2024-2026: 3 unidades x 1,415 MW, total 4,245 MW
- As receitas oriundas da venda de eletricidade são calculadas utilizando dados do último leilão de energia renovável (PCHs, bagaço e eólicas) no Brasil (2010): 148,39 R\$/MWh¹²(82,4 US\$/MWh)
- Como a geração de eletricidade estará declinando após 2023 e deixando de ser lucrativa para continuar as operações após 2026, a geração de eletricidade é interrompida em 2027; entretanto, a atividade de queima é planejada para continuar até 2030.
- Investimentos¹³:
 - Tubulações, cabeças de poços e perfurações: R\$ 4.422.533 (US\$ 2.456.963)
 - Planta de Biogás (sopradores, pre-tratamento, queimador): R\$ 3.339.000 (US\$ 1.855.000)
 - Grupo motor gerador, construção da planta, conexão, etc: R\$ 13.683.462(US\$ 7.601.923)
- Operação e Manutenção¹⁴:
 - o O&M do sistema de eletricidade: 576.000 R\$/ano (320.000US\$/ano) (fixo) e mais 36 R\$/MWh (20US\$/MWh).
 - O&M do sistema de LFG: 354.240 R\$/ano (196.800US\$/ano).
 - Custos administrativos: 180.000 R\$/ano(100.000 US\$/ano).
 - Custos de seguros: 0,177% do investimento/ano.
- Revisão geral para o primeiro grupo motor gerador (incluindo 3 conjuntos): estimado em R\$ 400.400 (US\$ 222,444)¹⁵ (necessário após 60.000 horas de operação).

⁸ Fonte: Meta para a taxa de inflação para 2010, fixada pelo Governo (COPOM). Página consultada em Outubro 2010. <http://www.bcb.gov.br/>

⁹ Fonte: PIS 1,65% e COFINS 7,6%.pdf. Receita Federal do Brasil (Ministério da Fazenda) [http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/PisPasepCofins/IncidenciaExportServico.htm#Base de cálculo](http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/PisPasepCofins/IncidenciaExportServico.htm#Base%20de%20c%C3%A1lculo)

¹⁰ SELIC: meta da taxa SELIC fixada pelo Governo (COPOM) na reunião 151 realizada em 9 de junho de 2010. Página consultada em outubro 2010. <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUIROS>

¹¹ Banco do Brasil, 30 de junho de 2010.

¹² O preço de referência para a eletricidade é baseado no Segundo leilão de fontes de energia renováveis (28 de agosto de 2010). Disponível no site da Internet da CCEE.

¹³ Fonte: Cotações 2010 Candeias (fornecidas na Validação e detalhadas na planilha Excel da Análise financeira).

¹⁴ Fonte: Cotações 2010 Candeias (fornecidas na Validação e detalhadas na planilha Excel da Análise financeira).

¹⁵ Fonte: Cotações 2010 Candeias (fornecidas na Validação e detalhadas na planilha Excel da Análise financeira).

- O valor residual para o grupo motor gerador operando desde 2016 foi incluído. Este grupo deverá ser vendido em 2024 devido ao declínio da quantidade de LFG. Este valor foi calculado utilizando uma taxa de depreciação de 10% por 7 anos.
- Nenhum valor residual foi considerado em 2030 pois todos equipamentos remanescentes terão atingido o fim do seu tempo de vida útil. Até 2026, estes grupos motores terão atingido cerca de 120.000 horas de operação e o fim do seu tempo de vida útil¹⁶, enquanto o queimador e as tubulações vão atingir o final de sua vida útil até 2030¹⁷

Utilizando as premissas listadas na seção anterior, a TIR calculada resulta em 5,20%, o que está abaixo da benchmark de 10,25%.

Adicionalmente, de acordo com as regras do MDL, é necessário preparar também uma análise de sensibilidade. O objetivo da análise de sensibilidade é examinar se a conclusão referente à viabilidade financeira do CPA proposto continua sólida e coerente com as variações razoáveis a que as premissas estão sujeitas. A análise de investimentos só proporciona um argumento válido a favor da adicionalidade se comprovar a impossibilidade de o projeto ser financeiramente atraente.

A análise de sensibilidade foi efetuada alterando os seguintes parâmetros relacionados com a produção de eletricidade em mais ou menos 10% cada um (sem considerar o registro como um projeto MDL):

- Tarifa de eletricidade;
- Custos dos investimentos;
- Custos de operação e manutenção:

A tabela 10 resume as TIRs resultantes da aplicação das diversas hipóteses.

Tabela 10. Análise de sensibilidade

Variações	TIR	
	+ 10%	- 10%
Tarifa de Eletricidade	9,22%	0,36%
Custos de Operação e manutenção	2,54%	7,54%
Custo dos Investimentos	3,46%	7,21%

A análise de sensibilidade demonstra que apesar das variações realistas e otimistas nos parâmetros indicados, o retorno do projeto continua desfavorável (a TIR do projeto não chega a igualar a benchmark de 10,25%).

Os resultados obtidos mostram que o projeto não é viável economicamente sem as receitas provenientes do MDL; portanto, conforme as regras do MDL, o projeto é adicional. Esta condição fica ratificada com o fato do projeto já ter sido registrado, com êxito, como projeto MDL, o que implica que os valores e hipóteses apresentadas anteriormente foram auditadas durante um processo de validação.

¹⁶ Fonte: GE Power.pdf

¹⁷ Tempo de vida útil dos equipamentos: Fonte: especificação ZTOF JZ.pdf

5. Conclusões e comentários

1. Este projeto apresenta um claro exemplo dos benefícios que os créditos de carbono podem trazer para este tipo de iniciativas. Na análise financeira, ficou demonstrado que sem os benefícios econômicos do MDL, o projeto não é atraente financeiramente, uma vez que a TIR é de 5,20%, valor este inferior ao benchmark de 10,25%.
2. O projeto gera grandes benefícios, já que evita que o gás metano proveniente do aterro seja emitido para o meio ambiente. Este benefício é obtido pelos diversos componentes associados com o destino final do biogás recuperado: i) geração de eletricidade e ii) queima do excesso de biogás em uma tocha.
3. Estima-se que o projeto vá gerar cerca de 1 milhão de tCO₂e no seu primeiro período creditício, que vai de 2011 até 2018. O projeto espera atingir uma redução de 143.543 tCO₂e em 2013 e chegar a cerca de 180.673 tCO₂e em 2018. A média anual estimada seria de 155.112 tCO₂e.
4. O mercado de carbono permite que estes tipos de projetos possam ser implementados, já que conforme se demonstrou na análise de investimentos apresentada, as receitas obtidas pela venda das RCEs são fundamentais para garantir a sustentabilidade econômica do projeto, motivo pelo qual, sua estratégia de comercialização é um aspecto crítico.
5. O projeto vai melhorar as condições locais no que tange a saúde e ao meio ambiente. Com a operação do aterro sanitário CTR Candeias, os riscos de saúde relacionados ao meio ambiente e o potencial para explosões serão reduzidos significativamente. O projeto também causará um impacto positivo, embora limitado, no nível local de empregos através do recrutamento de empregados para a operação diária nas instalações do aterro.

Ficha técnica

Este relatório foi preparado pela MGM Innova para a Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (ABRELPE), como parte do contrato cujo objeto é a Produção do Atlas Brasileiro de Gases de Efeito Estufa (GEE) e Energia. Este contrato consiste em 4 fases principais:

1. Diagnóstico;
2. Análise de 3 oportunidades;
3. Análise sobre o Mercado de Carbono;
4. Documento técnico e Seminário.

O conteúdo deste relatório corresponde as fase 1, 2 e 3. Este relatório inclui uma análise sobre a geração e destinação de resíduos no Brasil e uma análise de geração de GEE, medidas de mitigação mediante a captura, queima e aproveitamento do biogás a nível regional e de estados do país.

Faz parte do anexo deste relatório a análise de 3 oportunidades de projetos de captura, queima e uso de biogás em aterros sanitários no Brasil.

Grande parte das informações utilizadas neste relatório foi prestada pela ABRELPE e outras fontes às quais é feita a devida referência.

A equipe da ABRELPE que prestou apoio para a elaboração deste relatório é a seguinte:

Diretor Executivo: Carlos R. V. Silva Filho
Coordenadora – Departamento Técnico: Adriana Z. G. Ferreira

A equipe da MGM envolvida no projeto é a seguinte:

Gerente do Projeto: Mauricio Gonzalez
Especialista Técnico Senior: Gautam Dutt
Engenheiro do Projeto: Gabriela Pacheco
Revisor Técnico Senior: Alfredo Nicastro
Apoio Local: Stefan David/Sandra Apolinario

Projeto Gráfico e Diagramação: Grappa Editora e Comunicação



ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS

Av. Paulista, 807 - 2º andar - Cj. 207 - 01311-915 - São Paulo - SP

Telefone: (+55 11) 3297-5898

abrelpe@abrelpe.org.br

www.abrelpe.org.br

APOIO

