



COPPE/UFRJ

POTENCIAL DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS NO BRASIL

André Luiz Zanette

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Dezembro de 2009

POTENCIAL DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS NO BRASIL

André Luiz Zanette

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Luciano Basto Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2009

Zanette, André Luiz

Potencial de Aproveitamento Energético do Biogás no Brasil /
André Luiz Zanette – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

VIII, 97 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Planejamento Energético, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 91-97.

1. Biogás. 2. Fontes Alternativas de Energia. 3. Gases do Efeito
Estufa I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

À Empresa de Pesquisa Energética – EPE, por possibilitar a realização deste curso e proporcionar um ambiente favorável ao debate das diversas questões relacionadas ao planejamento energético.

Aos professores do PPE, pela excelência do curso ofertado, em especial, aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo, certamente os melhores mestres que tive ao longo da minha vida acadêmica.

Aos amigos e colegas da EPE, do PPE e da Petrobras, pelo incentivo, apoio, compreensão e amizade.

À minha família, por tudo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

POTENCIAL DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS NO BRASIL

André Luiz Zanette

Dezembro/2009

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O biogás, produzido a partir da digestão anaeróbia da matéria orgânica presente em efluentes e resíduos domésticos, industriais e agropecuários, representa uma fonte alternativa e renovável de energia cada vez mais utilizada em todo o mundo. No Brasil, a elevada população e sua concentração em grandes centros urbanos e a expressiva produção agropecuária e agroindustrial indicam um potencial significativo de produção de biogás. Os resultados apresentados neste trabalho revelam um potencial de produção de biogás superior a 50 milhões de m³ CH₄ por dia. A viabilidade do aproveitamento energético do biogás depende substancialmente da escala dos projetos. Em geral, estes são viáveis para aterros e estações de tratamento de efluentes que atendem a uma população superior a 50.000 habitantes e em fazendas de suínos e de pecuária leiteira com pelo menos 5.000 e 1.000 animais, respectivamente. O biogás também se mostra competitivo quando comparado com os combustíveis fósseis utilizados na indústria e no setor de transporte. Apesar dos mecanismos de incentivo existentes ao aproveitamento energético do biogás, como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e os incentivos às fontes alternativas renováveis de energia no Brasil, diversas barreiras regulatórias, institucionais, econômicas e tecnológicas dificultam o efetivo aproveitamento desta fonte no Brasil. Assim, este trabalho indica a necessidade de uma maior coordenação entre as diferentes esferas do governo, o setor privado e instituições de pesquisa e desenvolvimento a formulação de políticas efetivas para promover o melhor aproveitamento energético do biogás no Brasil.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

POTENTIAL FOR ENERGY PRODUCTION AND USE FROM BIOGAS IN BRAZIL

André Luiz Zanette

December/2009

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Biogas, produced from anaerobic digestion of organic matter in domestic, industrial and rural wastewaters and residuals, represent an alternative and renewable source of energy, with growing use worldwide. In Brazil, high population and its spatial concentration and expressive agricultural and agro industrial production indicate a substantial potential of biogas production. The results presented in this work show a potential of biogas production of almost 2 billion cubic feet a day of CH₄. Viability of biogas production and use depends substantially on project scale. Generally, biogas projects are viable from landfills and domestic wastewater treatment for populations higher than 50,000 inhabitants and swine and dairy farms with at least 5,000 and 1,000 animals, respectively. Biogas is also competitive when compared to fossil fuels used in industry and transport. Despite incentive mechanisms for biogas production and use, like Clean Development Mechanism and renewable and alternative sources of energy incentives in Brazil, several regulatory, institutional, economical and technological barriers difficult the effective employment of biogas in Brazil. Thus, this work indicates the need of better coordination among different governmental levels, private sector and research and development institutions and effective policy formulation to promote a better employment of biogas in Brazil.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	iv
SUMÁRIO.....	vii
INTRODUÇÃO.....	1
1 O BIOGÁS.....	4
1.1 Produção do biogás.....	8
1.1.1 Digestão anaeróbica.....	8
1.1.2 Tratamento de efluentes.....	10
1.1.3 Biodigestores.....	12
1.1.4 Aterros sanitários.....	16
1.2 Utilização do biogás.....	17
1.3 Tratamento do biogás.....	20
1.4 Aproveitamento energético do biogás e mitigação das emissões de gases do efeito estufa.....	24
1.5 Considerações finais.....	26
2 POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS NO BRASIL.....	27
2.1 Tratamento de efluentes domésticos.....	27
2.1.1 Tratamento de efluentes domésticos no Brasil.....	29
2.1.2 Potencial de produção de biogás no tratamento de efluentes domésticos.....	31
2.2 Efluentes industriais.....	33
2.3 Resíduos sólidos urbanos.....	36
2.4 Resíduos agropecuários.....	41
2.5 Considerações finais.....	43
3 POTENCIAL DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS.....	44
3.1 Tratamento de efluentes.....	44
3.2 Aterros sanitários.....	49
3.3 Resíduos agropecuários.....	56
3.4 Custo de tratamento do biogás.....	61

3.5	Competitividade do biogás em relação a outros energéticos	62
3.6	Considerações finais	65
4	MECANISMOS DE INCENTIVO E BARREIRAS AO APROVEITAMENTO DO BIOGÁS.....	66
4.1	Incentivos.....	66
4.1.1	Protocolo de Quioto e os mecanismos cooperativos para redução de emissões de gases do efeito estufa.....	67
4.1.2	Incentivos à geração de energia elétrica de fontes renováveis no Brasil .	71
4.1.3	Linhas de crédito para empreendimentos de energias renováveis	73
4.2	Iniciativas internacionais.....	74
4.2.1	União Européia.....	74
4.2.2	Estados Unidos	76
4.3	Barreiras.....	78
4.3.1	Gestão dos serviços de coleta e tratamento de resíduos sólidos e efluentes.....	79
4.3.2	Barreiras econômicas e financeiras	81
4.3.3	Baixo grau de coordenação entre os órgãos do governo para a definição de políticas e elaboração de programas	82
4.4	Medidas para ampliar o aproveitamento energético do biogás no Brasil	83
4.5	Considerações finais	86
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES.....	88
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	91

INTRODUÇÃO

Durante milhares de anos, a biomassa foi responsável por atender à maior parte das necessidades de energia da humanidade. A partir de meados do século XIX sua utilização nos países industrializados começou a diminuir, com o início da era dos combustíveis fósseis (KLASS, 1998). Do final do século XIX até meados do século XX, o carvão passou a ser a principal fonte primária de energia na matriz energética mundial (Figura 1), sendo superado pelo petróleo a partir da década de 1960. Nos últimos anos, o gás natural também vem ocupando uma posição de destaque, tendo atingido uma participação equivalente à do carvão, da ordem de 25%. A energia nuclear, que chegou a ser cogitada como possível substituta dos combustíveis fósseis para a geração de eletricidade nas décadas de 1950 e 1960, teve sua expansão contida por questões econômicas e de segurança (SMIL, 2002).

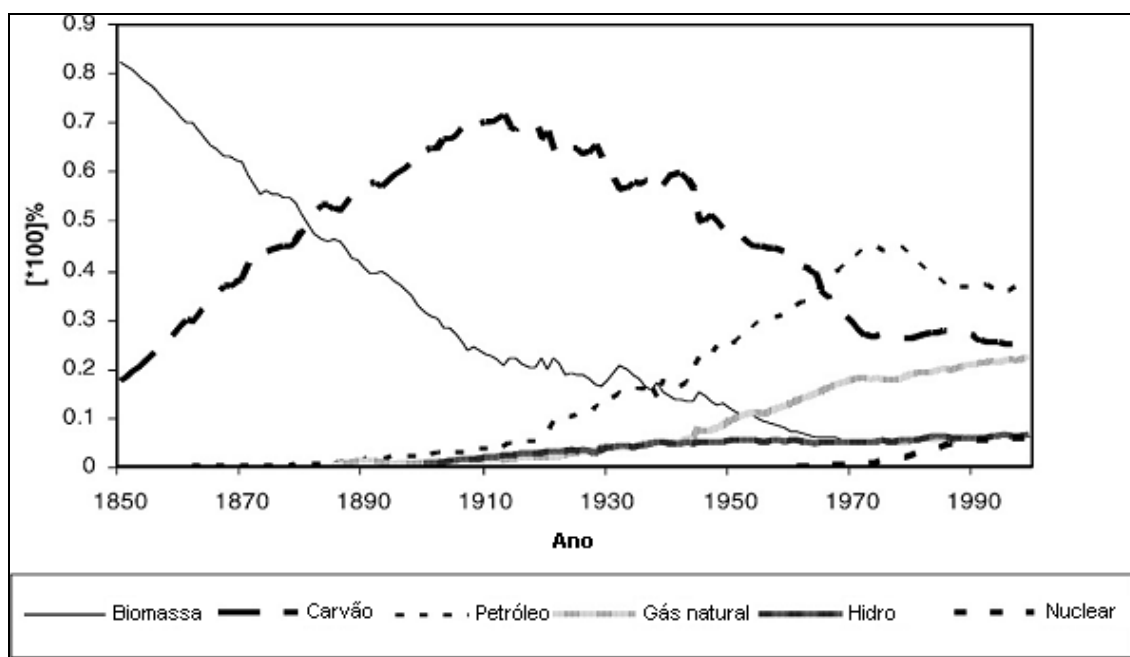


Figura 1- Evolução da participação das fontes primárias de energia.

Fonte: MATIAS e DEVEZAS, 2007.

Com os choques do petróleo na década de 1970, a biomassa passou a ser vista por muitos governantes e formuladores de políticas como um recurso energético viável e doméstico com potencial para reduzir a dependência do petróleo (KLASS, 1998). Mais recentemente, a crescente preocupação com as possíveis consequências das mudanças climáticas e as evidências da relação entre estas e o uso de combustíveis

fósseis, responsáveis por mais da metade das emissões antrópicas dos gases causadores do efeito estufa (IPCC, 2007), reforçaram o interesse em ampliar a participação das fontes renováveis de energia (EC, 1997).

Com relação à utilização da biomassa como fonte de energia, diversas rotas tecnológicas, adaptadas às diferentes características físicas e químicas das matérias-primas e da utilização requerida podem ser utilizadas para converter a biomassa em um produto energético final (IEA BIOENERGY, 2009), conforme Figura 2.

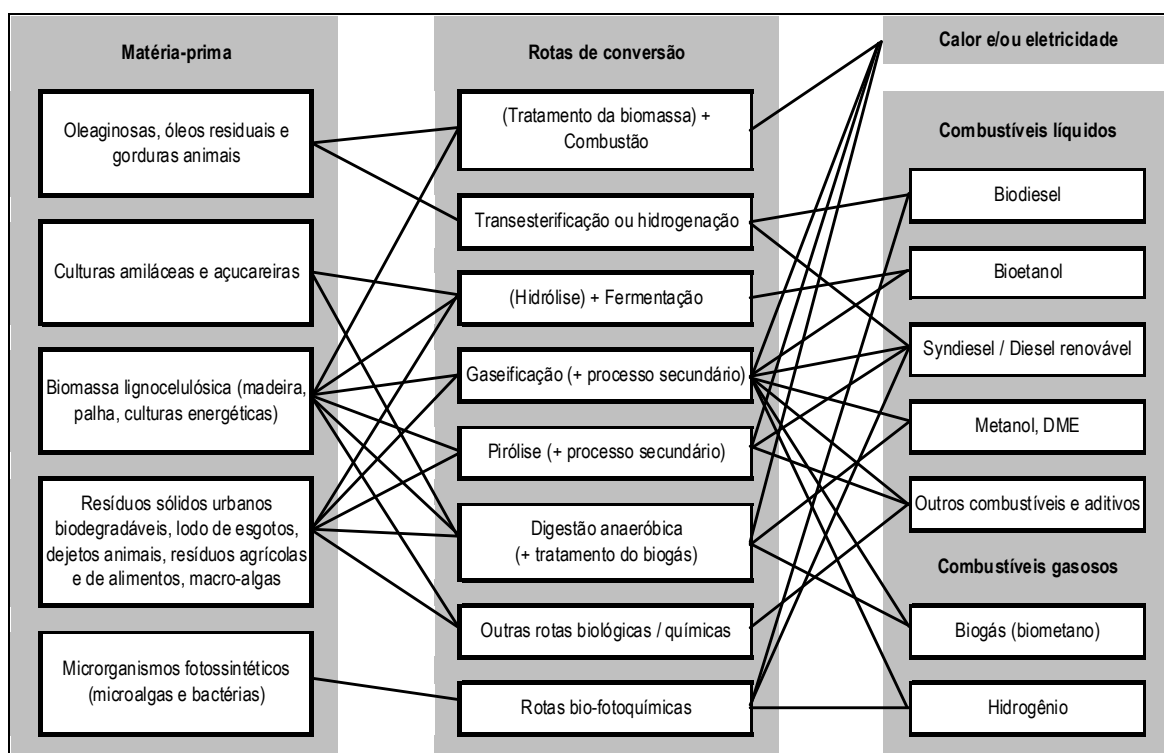


Figura 2 – Visão esquemática da ampla variedade de rotas tecnológicas para conversão e utilização da energia da biomassa.

Fonte: Elaborado a partir de IEA Bioenergy, 2009.

Dentre as tecnologias utilizadas para o aproveitamento da energia da biomassa, a digestão anaeróbica, desenvolvida principalmente com o objetivo de tratar resíduos e efluentes orgânicos, vem sendo cada vez mais utilizada por permitir a recuperação de energia através do aproveitamento do biogás e nutrientes, bem como prevenir a poluição ambiental (IEA, 2005). Na Europa a capacidade instalada em plantas de aproveitamento do biogás é superior a 2000 MW, concentrada principalmente na

Alemanha e Reino Unido, enquanto nos Estados Unidos essa capacidade é de cerca de 1000 MW (IEA 2006).

No Brasil, o aproveitamento do biogás ainda é incipiente, com apenas 42 MW de capacidade instalada e 20 MW em construção (ANEEL, 2009). Considerando a elevada concentração da população brasileira em grandes centros urbanos e a expressiva produção agropecuária e agroindustrial (e, portanto, de resíduos e efluentes domésticos, agropecuários e agroindustriais), é natural acreditar que o atual aproveitamento do biogás no Brasil encontra-se bastante aquém do seu potencial.

Dessa forma, esse trabalho se propõe a estimar o potencial técnico e econômico do aproveitamento energético do biogás no Brasil. Assim, no capítulo 1, será realizado um levantamento da situação atual do aproveitamento do biogás no mundo e no Brasil, bem como das tecnologias disponíveis para sua produção e utilização.

Em seguida, no capítulo 2, será estimado o potencial de produção do biogás considerando as diversas matérias orgânicas a partir das quais o biogás pode ser produzido: resíduos sólidos urbanos, resíduos agropecuários e efluentes domésticos e industriais.

O capítulo 3 irá analisar a viabilidade econômica dos projetos de produção do biogás para os diferentes usos possíveis do energético, como a produção de calor, eletricidade, co-geração e uso como combustível veicular, bem como a sua competitividade em relação aos demais energéticos.

Finalmente, o capítulo 4 apresenta um levantamento dos mecanismos de incentivo e as barreiras existentes ao aproveitamento energético do biogás no mundo e no Brasil, sugerindo políticas para o biogás no Brasil caso seja identificada a necessidade das mesmas.

1 O BIOGÁS

O biogás é uma mistura gasosa produzida a partir da decomposição anaeróbica de materiais orgânicos, composta primariamente de metano e dióxido de carbono, com pequenas quantidades de ácido sulfídrico e amônia (Tabela 1). Traços de hidrogênio, nitrogênio, monóxido de carbono, carboidratos saturados ou halogenados e oxigênio estão ocasionalmente presentes no biogás. Geralmente, a mistura gasosa é saturada com vapor d'água e pode conter material particulado e compostos orgânicos com silício (siloxanas). Conforme apresentado na Tabela 1, a composição e o conteúdo energético do biogás podem variar de acordo com o material orgânico e o processo através do qual o mesmo é produzido. Ainda, de acordo com o tipo de material orgânico que origina o biogás, este pode também ser denominado de gás de aterros, gás do lixo, gás de esgotos, gás de lodo, gás de dejetos, dentre outros.

Tabela 1 - Características e composição típicas do biogás.

Parâmetro	Gás de aterros ¹	Biogás - digestão anaeróbica ²
Poder calorífico inferior (MJ/Nm ³)	16	23
Metano (%vol)	35-65	53-70
Dióxido de carbono (%vol)	15-50	30-47
Nitrogênio (%vol)	5-40%	-
Ácido sulfídrico (ppm)	<100	<1000
Amônia (ppm)	5	<100

¹ Produzido a partir matéria orgânica de resíduos sólidos urbanos em aterros sanitários.

² Produzido a partir da matéria orgânica de resíduos agropecuários em reatores anaeróbicos.

Fonte: PERSSON *et al.*, 2006.

Os processos de digestão anaeróbica têm sido utilizados em muitas aplicações que demonstraram a sua capacidade de tratar resíduos sólidos e efluentes líquidos constituídos principalmente de matéria orgânica, permitindo também a reciclagem dos nutrientes. A digestão anaeróbica tem sido aplicada com sucesso no tratamento de efluentes industriais e domésticos, estabilização de lodo de efluentes, manejo de aterros e reciclagem de resíduos biológicos e agrícolas como fertilizantes orgânicos. Além disso, cada vez mais os processos de digestão anaeróbica estão sendo usados para

degradação de poluentes orgânicos pesados como os organoclorados ou materiais resistentes ao tratamento aeróbico (METCALF & EDDY, 2003).

Atualmente, os sistemas agrícolas de tratamento de dejetos constituem o uso mais comum da tecnologia. Cerca de seis a oito milhões de digestores de pequena escala e baixa tecnologia são utilizados no Extremo Oriente (principalmente China e Índia) para fornecer biogás para cocção e iluminação. Na Europa e na América do Norte existem mais de 800 digestores em operação em fazendas. Milhares de digestores auxiliam na estabilização anaeróbica e no espessamento do lodo de efluentes antes da sua aplicação em solos agrícolas, secagem e incineração ou disposição em aterros. Mais de 1000 digestores anaeróbicos de carga elevada encontram-se em operação em todo o mundo para tratar efluentes de indústrias de bebidas, alimentos, carnes, papel e celulose, laticínios, dentre outros (IEA, 2005).

Na disposição de resíduos sólidos em aterros, a recuperação do biogás produzido tornou-se uma tecnologia padronizada na maioria dos países industrializados para recuperação de energia e por razões ambientais e de segurança. Cerca de 1000 aterros em todo o mundo realizam a recuperação do biogás, a maioria deles nos Estados Unidos e Europa (WILLUMSEN, 2003). Além disso, existem mais de 100 plantas de digestão anaeróbica para o tratamento de resíduos sólidos em operação ou em construção que utilizam a fração orgânica separada dos resíduos sólidos urbanos para produzir um composto de elevada qualidade ou estabilizar a fração orgânica antes da disposição em aterros. A capacidade total instalada dessas plantas é de cerca de 5 milhões de toneladas anuais (IEA, 2005).

Em instalações de pequena escala o biogás é utilizado principalmente para aquecimento e cocção. Em unidades maiores, predomina o aproveitamento sistemas de co-geração. Em qualquer aplicação, o objetivo da utilização do biogás é reduzir o consumo de combustíveis fósseis (ou lenha, em alguns casos). Observa-se também um uso crescente do biogás em sistemas de co-geração ou como suplemento ao gás natural (PERSSON *et al.*, 2006).

Apesar dos diversos usos possíveis, atualmente o biogás é utilizado principalmente para a geração de eletricidade (cerca de 2/3 da quantidade total, metade obtida em plantas de co-geração) e para a produção de calor (1/3 restante) – (TRICASE E LOMBARDI, 2009).

Conforme apresentado na Tabela 2, os Estados Unidos o Reino Unido e a Alemanha são os países industrializados com maior capacidade instalada de geração de eletricidade utilizando biogás (IEA, 2006). Além disso, observa-se que a capacidade instalada e a geração de eletricidade aumentaram quase 60% no período 2000-2004, com a maior parte dessa expansão concentrada nos países europeus, enquanto a utilização de biogás para a produção de calor permaneceu estável no período.

Tabela 2 – Capacidade instalada e produção de eletricidade e calor utilizando biogás nos países da OCDE.

Capacidade instalada (MW)	2000	2004	$\Delta_{2000-2004}(\%)$
América do Norte	992	1123	13
Estados Unidos	880	1004	14
Pacífico	113	257	127
Austrália	90	207	130
Europa	1.181	2.213	87
Reino Unido	468	790	69
Alemanha	345	654	90
Itália	180	268	49
Espanha	50	238	376
Total	2.286	3.593	57
Eletricidade total (GWh)	13.044	20.627	58
Calor (GWh)	3.218	3.230	0
Energia (GWh)	16.262	23.857	47

Fonte: IEA, 2006.

Além da produção de eletricidade, é interessante considerar alguns dados relacionados ao uso do biogás como combustível veicular. Embora ainda limitado, esse uso tem apresentado interesse crescente em diversos países em função do seu grande potencial e dos diversos benefícios ambientais, especialmente a ausência de emissões de monóxido de carbono e nitrogênio. No final de 2005 existiam apenas 1600 estações de abastecimento de biogás na Europa, entretanto, previa-se a operação ao final de 2006 de 1000 estações na Alemanha, 100 na Suíça e mais de 50 na Áustria (PERSSON *et al.*, 2006). Entretanto, o país mais avançado nesse campo é a Suécia, com 779 ônibus e mais de 4500 automóveis abastecidos com biogás (EC, 2007).

Mais recentemente, conforme discutido nas conferências do Rio e Quioto¹, várias emissões gasosas têm causado sérias preocupações sobre os impactos climáticos, ambientais e sobre a saúde. As emissões de gases do efeito estufa e ácidos estão atualmente em níveis que requerem ações imediatas para conter problemas severos no futuro (IPCC, 2007). Isto é particularmente verdadeiro para o setor energético e de transportes. Os combustíveis alternativos podem contribuir consideravelmente para reduzir as emissões. Isto tem sido reconhecido por diversos governos que lançaram programas e regulamentações para reduzir as emissões. Em particular, a utilização de biogás como combustível pode reduzir substancialmente as emissões de gases do efeito estufa, material particulado e de óxidos de nitrogênio (JÖNSSON, 2004).

Nos países em desenvolvimento, o aproveitamento do biogás em escala comercial aumentou consideravelmente com a possibilidade de obtenção de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), os chamados “créditos de carbono”, através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Os projetos propostos de aproveitamento do biogás no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo totalizavam em setembro de 2009, uma capacidade projetada de 1300 MW, a maior parte correspondente a projetos de aterros sanitários e, em menor escala, efluentes industriais e resíduos agropecuários (UNEP RISOE, 2009). Conforme apresentado na Tabela 3, os países em desenvolvimento com maior capacidade instalada são China, Índia, Brasil, México e Coreia do Sul. O México também se destaca pela grande quantidade de projetos de redução de emissões em atividades agropecuárias, principalmente de tratamento de dejetos de suínos, porém a capacidade instalada de geração de eletricidade nestes projetos é pouco expressiva.

¹A partir da Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, também conhecida como Cúpula da Terra, realizada em 1992, no Rio de Janeiro, em que foram discutidas diversas questões relacionadas ao meio ambiente e ao desenvolvimento sustentável, ficou estabelecida a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima – CQNUMC ou UNFCCC, em inglês. O protocolo de Quioto, discutido e negociado no Japão em 1997 e em vigor a partir de 2005, que estabelece metas de redução de emissões de gases do efeito estufa aos países industrializados, é uma das principais consequências do estabelecimento da CQNUMC (UNFCCC, 2009).

Tabela 3 – Projetos de MDL relacionados à redução de emissões e utilização do biogás e capacidade instalada dos projetos.

Região/ País	Projetos			Capacidade projetada (MW)		
	Metano	Gás de aterros	Total em biogás	Metano	Gás de aterros	Total em biogás
<i>América Latina</i>	202	121	323	46	271	317
Brasil	71	43	114	3	113	116
México	98	26	124	2	109	110
<i>Ásia e Pacífico</i>	313	115	428	386	532	918
China	35	51	86	66	324	390
Índia	42	21	63	67	46	113
Coréia do Sul	0	5	5	0	94	94
<i>Europa e Ásia Central</i>	5	7	12	4	3	6
<i>África Sub-Saara</i>	4	20	24	10	16	26
<i>Oriente Médio e norte da África</i>	5	14	19	3	12	15
Total	529	277	806	449	833	1282

Fonte: UNEP RISOE, 2009.

1.1 Produção do biogás

Os processos de digestão anaeróbica podem ser utilizados para o tratamento de qualquer material de origem orgânica. O tratamento de resíduos urbanos e agropecuários e de efluentes domésticos e industriais representa atualmente a principal aplicação desses processos em escala que permite o aproveitamento do biogás produzido. Nesta seção é apresentada uma breve descrição das etapas envolvidas na digestão anaeróbica e, em seguida, são descritas as principais tecnologias utilizadas para o tratamento de resíduos e efluentes e aproveitamento do biogás, classificadas segundo a origem do material orgânico.

1.1.1 Etapas da digestão anaeróbica

Em todos os processos de digestão anaeróbica da matéria orgânica apresentados, três etapas básicas estão envolvidas: hidrólise, fermentação (também conhecida como

acidogênese) e metanogênese. As três etapas estão ilustradas esquematicamente na Figura 3 a seguir.

A primeira etapa para a maioria dos processos de fermentação, na qual o material particulado é convertido em compostos solúveis que podem então ser hidrolisados em monômeros simples que são utilizados pelas bactérias que realizam a fermentação, é chamada de hidrólise. Para alguns efluentes industriais, a fermentação pode ser a primeira etapa no processo anaeróbico. O ponto de partida para uma aplicação em particular depende da natureza do resíduo a ser processado.

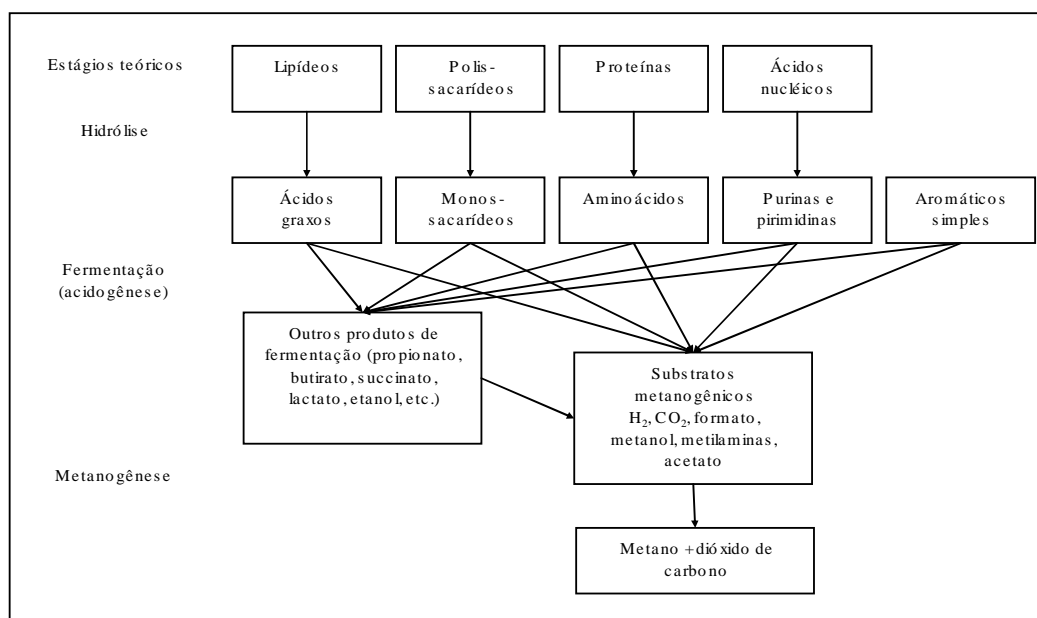


Figura 3 – Esquema das etapas do processo de digestão anaeróbica.

Fonte: METCALF & EDDY, 2003.

A segunda etapa é a fermentação ou acidogênese. No processo de fermentação, aminoácidos, açúcares e alguns ácidos graxos são degradados. Os substratos orgânicos servem tanto como doadores como aceptores de elétrons. Os principais produtos da fermentação são acetato, hidrogênio, CO₂ e propionato e butirato. O propionato e o butirato são fermentados posteriormente para também produzir hidrogênio, CO₂ e acetato. Os produtos finais da fermentação (acetato, hidrogênio e CO₂) são, portanto, os precursores para a formação de metano na metanogênese. A energia livre associada com

a conversão de propionato e butirato a acetado e hidrogênio requer que o hidrogênio esteja presente em baixas concentrações no sistema ($p_{H_2} < 10^{-4}$ atm), ou a reação não ocorrerá (METCALF & EDDY, 2003).

A terceira etapa, a metanogênese, é realizada por um grupo de microrganismos coletivamente chamados de metanógenos. Dois grupos de organismos metanogênicos estão envolvidos na produção de metano. Um grupo, chamado de metanógenos acetoclásticos, convertem o acetato em metano e dióxido de carbono. O segundo grupo, denominado metanógenos utilizadores de hidrogênio, utilizam hidrogênio como doador de elétrons e o CO_2 como receptor de elétrons para produzir metano. Bactérias dentro dos processos anaeróbicos, denominadas acetógenos, também são capazes de utilizar o CO_2 para oxidar o hidrogênio e produzir ácido acético. Entretanto, como o ácido acético será convertido em metano, o impacto desta reação é pequeno.

1.1.2 Tratamento de efluentes

Os processos de fermentação e oxidação anaeróbica foram utilizados inicialmente para o tratamento de lodos e resíduos com elevada concentração de substâncias orgânicas. Entretanto, a sua utilização para efluentes diluídos também têm sido demonstrada e está se tornando cada vez mais comum.

O interesse no uso do tratamento anaeróbico pode ser explicado considerando as vantagens e desvantagens desse processo. Dentre as vantagens, destacam-se o balanço energético favorável, a menor produção de biomassa, menor necessidade de nutrientes, maior carga volumétrica e a possibilidade de tratamento da maioria dos compostos orgânicos.

Os processos anaeróbicos podem apresentar um balanço energético favorável, porque a energia, na forma de metano, pode ser recuperada a partir da conversão biológica de substratos orgânicos, ao invés de apenas consumirem energia, como é o caso dos processos aeróbicos, que apresentam um consumo significativo de energia para agitação e/ou aeração. Além disso, a menor produção de biomassa (redução de 80 a 90%) devido à energética dos processos anaeróbicos reduz substancialmente os custos com processamento e disposição de lodo (METCALF & EDDY, 2003).

Efluentes com elevada concentração de matéria orgânica irão produzir uma quantidade maior de metano por volume de líquido tratado. Nas condições-padrão, a quantidade de metano produzida por DQO (demanda química de oxigênio – uma medida da concentração de material orgânico no efluente) convertida em condições anaeróbicas é igual a 0,35 L CH₄/g DQO (IPCC, 2006). Os processos de tratamento anaeróbico podem apresentar elevada eficiência de conversão de DQO em metano com uma mínima produção de biomassa.

As desvantagens dos processos anaeróbicos correspondem, principalmente, a condições operacionais, como tempo mais longo para o início da operação a plena carga, a sensibilidade a possíveis compostos tóxicos, estabilidade operacional e o potencial de produção de odores e de corrosão dos gases produzidos. A possível necessidade de adição de alcalinidade e de tratamento adicional também podem ser consideradas desvantagens.

Em geral, os processos anaeróbicos são mais indicados para o tratamento de efluentes industriais com elevadas concentrações de matéria orgânica e temperaturas elevadas. Em países de clima quente, como o Brasil, os processos anaeróbicos podem ser adequados para o tratamento de efluentes domésticos. Embora a maioria dos processos de fermentação ocorra na faixa de temperatura mesofílica (30 a 35°C), existe um interesse crescente na fermentação termofílica (50 a 60°C), utilizada isoladamente ou antes da fermentação mesofílica (METCALF & EDDY, 2003). Os processos de digestão termofílica anaeróbica são utilizados para proporcionar a morte de patógenos e produzir biosólidos Classe A, que podem ser utilizados para aplicações como fertilizante sem restrições².

Para o tratamento de efluentes domésticos com concentrações menores de matéria orgânica biodegradável, menores temperaturas, e necessidade de maior qualidade para os efluentes e de remoção de nutrientes, os processos aeróbicos são mais indicados. Como a qualidade do efluente não é tão boa quanto a obtida com o tratamento aeróbico, o tratamento anaeróbico é comumente utilizado como uma etapa de pré-tratamento antes do lançamento na rede coletora ou é seguido de um processo aeróbico.

² Biosólidos Classe A são materiais orgânicos ricos em nutrientes resultantes do tratamento de esgoto doméstico, essencialmente livres de patógenos (US EPA, 2009).

Os processos de tratamento anaeróbico incluem o crescimento anaeróbico suspenso, crescimento anaeróbico aderido de fluxo ascendente ou descendente, crescimento aderido em leito fluidizado, reatores anaeróbicos de fluxo ascendente com leito de lodo, lagoas anaeróbicas e processos anaeróbicos de separação em membranas (RAJESHWARI *et al.*, 2000).

As aplicações iniciais do tratamento anaeróbico de efluentes industriais utilizavam os processos de crescimento suspenso, que foram inicialmente projetados de maneira similar aos digestores de lodo anaeróbicos. Um dos mais notáveis desenvolvimentos na tecnologia de processos de tratamento anaeróbicos foi o reator anaeróbico de fluxo ascendente de leito de lodo (UASB). No processo, o efluente é distribuído no fundo do reator e ascende através do leito de lodo. Os reatores de fluxo ascendente de crescimento aderido diferem pelo tipo de empacotamento utilizado e o grau de expansão do leito de lodo (METCALF & EDDY, 2003).

Além desses processos, diversos outros processos anaeróbicos foram desenvolvidos e novos processos estão sendo continuamente desenvolvidos. Os processos de lagoas cobertas têm sido utilizados para efluentes com elevada carga orgânica. Uma das principais vantagens destas é a capacidade de tratamento de resíduos com uma ampla faixa de composição, incluindo sólidos e óleos e gorduras. Outras vantagens incluem a facilidade e o baixo custo de construção, assim como o grande volume que permite a equalização das cargas. Finalmente, os processos de tratamento anaeróbico de separação em membranas ainda encontram-se em estágio de desenvolvimento (METCALF & EDDY, 2003).

1.1.3 Biodigestores

O uso de biodigestores para o tratamento principalmente de dejetos de animais é amplamente disseminado em todo o mundo, com plantas tanto em países desenvolvidos quanto em países em desenvolvimento (Figura 4). Nas comunidades rurais, as unidades de pequena escala predominam. Estima-se que existam 8 milhões de biodigestores de pequena escala na China (IEA, 2005). Na Índia, onde a tecnologia do biogás é conhecida há mais de cem anos, o Projeto Nacional de Desenvolvimento do Biogás, lançado pelo governo em 1981, resultou na instalação de 3,4 milhões de biodigestores domésticos

(KAPDI *et al.*, 2004). Nesses casos, os biodigestores são geralmente empregados para fornecer gás para cocção e iluminação para uma residência.

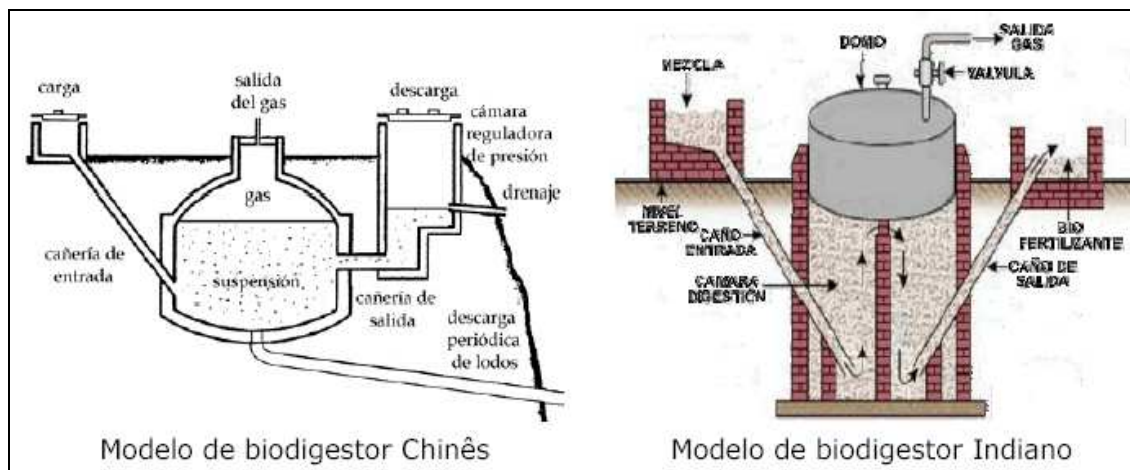


Figura 4 – Modelos de biodigestores utilizados em comunidades rurais.

Fonte: WINROCK INTERNATIONAL, 2008.

Nos países desenvolvidos, as plantas de digestão anaeróbica em fazendas são geralmente maiores e o gás é utilizado para produzir calor e eletricidade. Essas unidades são constituídas de tanques agitados que utilizam longos períodos de retenção para proporcionar o tratamento necessário.

Na Europa, dois tipos de sistemas predominam: o chamado digestor com topo de borracha (Figura 5) e o digestor de topo de concreto, geralmente construído no solo. Ambos possuem formato cilíndrico com uma razão altura/diâmetro de 1/3 a 1/4 e são tanques com mistura intermitente com tempo de retenção hidráulica do resíduo no digestor de 15 a 50 dias. O maior tempo de retenção é aplicado quando um cultivo energético é utilizado como co-substrato ou mesmo como a única fonte de energia. Na Alemanha, mais de 2.000 digestores para a produção de biogás encontram-se em operação em fazendas (IEA, 2005).

Existem digestores com uma membrana cobradora simples ou dupla. A vantagem do digestor com topo de borracha é o custo, uma vez que uma membrana é mais barata do que uma cobertura de concreto. Além disso, a membrana serve para o armazenamento

do biogás, enquanto os digestores de concreto requerem um sistema adicional para o armazenamento do biogás. Por outro lado, o isolamento térmico é mais fácil nestes últimos. Além disso, os digestores com membranas geralmente apresentam problemas de emissão de odores quando a borracha é inflada devido ao aquecimento pelo sol.

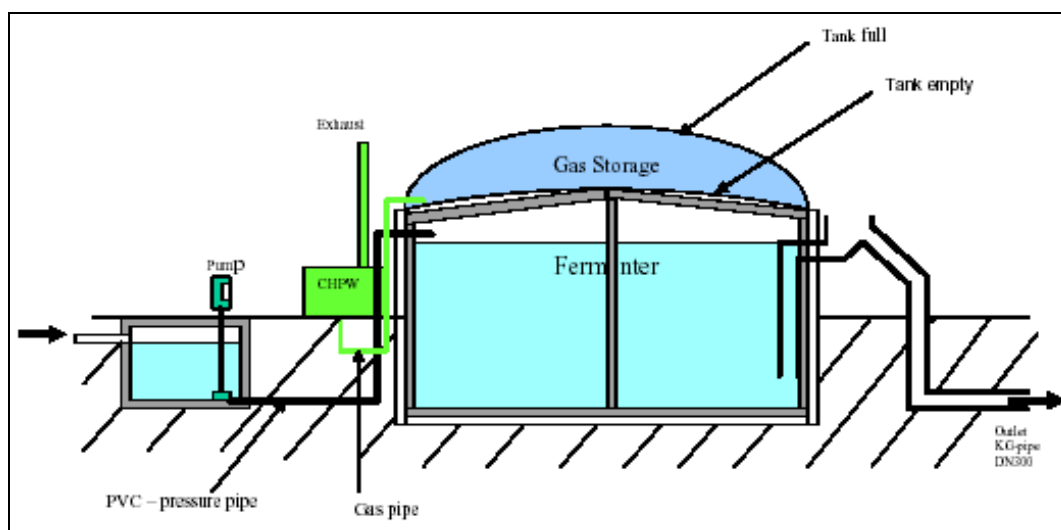


Figura 5 – Esquema típico de um biodigestor com membrana de borracha.

Fonte: IEA Bioenergy, 2006.

Praticamente todas as plantas utilizam o biogás para a produção de eletricidade em sistemas de co-geração. A maioria deles utiliza pelo menos uma parte do calor para o digestor, bem como para o aquecimento de água para a residência e os estábulos. O tamanho dos digestores tem aumentado continuamente nos últimos anos. Na Alemanha, a potência média instalada passou de 50 kW em 1999 para 330 kW em 2002 (IEA, 2005).

Comumente, os dejetos são coletados em um tanque de alimentação onde outros substratos solúveis podem ser adicionados e, caso o tanque seja equipado com um macerador, substratos sólidos também podem ser utilizados. A limitação neste caso é a capacidade de bombeamento, cujo limite ocorre com um conteúdo de matéria seca de cerca de 12% (BRAUN, 2002). Em plantas mais novas, o material sólido é adicionado diretamente ao digestor através de alimentadores no topo ou bombas de pistão abaixo do nível do líquido no digestor.

Os avanços na digestão de resíduos agrícolas resultaram no conceito da digestão anaeróbica centralizada, onde diversos fazendeiros cooperaram para alimentar uma única planta de digestão maior. Os resíduos utilizados são principalmente dejetos de animais e materiais biogênicos de indústrias, mas em alguns casos pequenas quantidades de resíduos urbanos e industriais também são tratadas. Existem benefícios significativos do uso desses arranjos cooperativos em termos do manejo de nutrientes e economicidade, mas isso requer que as barreiras de confiança no controle de qualidade e sanitização sejam superadas. A idéia de digestão centralizada foi testada inicialmente na Dinamarca, onde atualmente existem 20 plantas em operação, todas com dejetos como o principal substrato (BRAUN e WELINGER, 2003). A idéia também foi utilizada na Suécia, onde as plantas de tratamento de efluentes passaram a utilizar co-substratos em seus tanques de digestão anaeróbica. Atualmente, a digestão centralizada tornou-se uma tecnologia padronizada que é utilizada na maioria dos países da Europa, bem como na Ásia e nos Estados Unidos. Existem dois principais motivos que contribuíram para promover a co-digestão: os digestores nas estações de tratamento de efluentes são geralmente sobredimensionados e a adição de co-substratos ajuda a produzir mais biogás e conseqüentemente mais eletricidade com um custo adicional pequeno; e a produção de biogás apenas a partir de dejetos agrícolas (que possuem um rendimento de biogás relativamente baixo) não é economicamente viável nesses países com os preços do petróleo em níveis mais baixos. A adição de co-substratos com um elevado potencial de produção de metano não apenas aumenta o rendimento de biogás, mas aumenta as receitas através das tarifas de disposição de resíduos.

Geralmente a co-digestão é aplicada em processos úmidos de uma etapa como tanques de agitação intermitente. O substrato é geralmente diluído até um conteúdo de sólidos de 8 a 15%. Os sistemas úmidos são particularmente úteis quando o material digerido pode ser aplicado diretamente no campo ou em áreas verdes sem a separação de sólidos. As plantas industriais de grandes escala geralmente possuem melhor economicidade. Plantas típicas (de 4.500 a 6.000 m³) possuem tempo de retorno do investimento entre 3 e 10 anos (BRAUN e WELINGER, 2003). As vantagens da digestão centralizada são: melhoria no balanço de nutrientes para a melhor digestão e boa qualidade do fertilizante; homogeneização de resíduos particulados, em flotação ou depositados através da mistura com dejetos de animais ou lodos de esgotos; produção de biogás maior e mais estável durante o ano; maior receita para o tratamento de resíduos; produção adicional de

fertilizante para condicionamento do solo; produção de biomassa renovável para digestão como nova fonte de receita potencial para a agricultura.

1.1.4 Aterros sanitários

Historicamente, os aterros têm sido uma das práticas predominantes para a disposição dos resíduos sólidos urbanos. Atualmente, os governos (especialmente na Europa Ocidental) têm sido forçados a encontrar novas alternativas para a disposição dos resíduos devido a problemas ambientais críticos em aterros antigos e a baixa disponibilidade de áreas causada pelo crescimento populacional e aumento da produção de lixo (EC, 1997).

O aterro de resíduos sólidos é um processo de disposição permanente através do qual os resíduos são espalhados, compactados e cobertos com solo. Nos aterros atuais, os resíduos são isolados da água que possa gerar chorume a partir dos resíduos sólidos, o que pode causar a poluição do solo. O principal objetivo é isolar o resíduo do ambiente em um invólucro de solo compactado e plástico. A cobertura plástica geralmente é uma camada fina de polietileno de alta densidade, que é combinada com uma camada de solo para formar a capa.

O metano é produzido nos aterros para resíduos sólidos a partir da decomposição bacteriana dos resíduos orgânicos sob condições anaeróbicas. O metano representa cerca de 45 a 50% do gás de aterros, enquanto o dióxido de carbono e pequenas quantidades de outros gases compreendem os 50 a 55% remanescentes. A produção de metano em quantidades significativas inicia de seis meses a dois anos após a disposição dos resíduos e pode durar décadas dependendo das condições do local de disposição, das características dos resíduos e da quantidade de resíduos no aterro. O metano produzido migra do seu local de origem no aterro e através de regiões de baixa pressão no solo, eventualmente atingindo a atmosfera. Durante este processo, o solo oxida aproximadamente 10% do metano gerado no aterro a dióxido de carbono, e os 90% restantes são emitidos como metano, a não ser que seja recuperado em um sistema de recuperação de gases e então utilizado ou queimado (LIPTAY *et al.*, 1998). A Figura 6 mostra o esquema de um aterro sanitário com sistema de coleta e queima de metano.

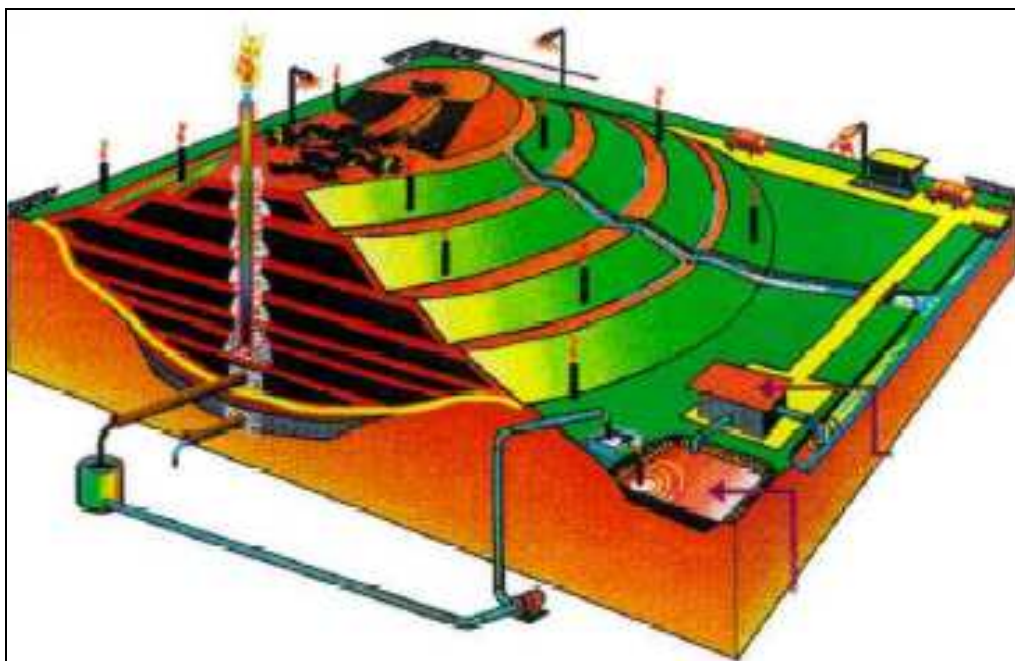


Figura 6 - Esquema de um sistema de coleta e queima de metano em um aterro sanitário.

Fonte: ECOSECURITIES, 2004.

1.2 Utilização do biogás

O biogás pode ser utilizado em praticamente todas as aplicações desenvolvidas para o gás natural. Para algumas aplicações, entretanto, o biogás deve ser tratado, pois existem diferenças consideráveis entre os requerimentos para as aplicações estacionárias do biogás e como combustível ou para a distribuição em tubulações.

As aplicações mais comuns para o biogás são o aquecimento e a geração de eletricidade. Além dessas aplicações, a utilização como combustível veicular e a injeção na rede de gás natural são aplicações que vêm atraindo interesse cada vez maior.

Nos países em desenvolvimento, o uso mais comum do biogás em plantas de pequena escala é para cocção e iluminação. Fogões convencionais a gás e lamparinas podem ser facilmente ajustados para usar biogás modificando a razão ar/gás.

Nos países industrializados, caldeiras estão presentes apenas em um pequeno número de plantas onde o biogás é utilizado como combustível sem co-geração. Em diversas aplicações industriais, o biogás é utilizado para a produção de vapor. A queima do biogás

em caldeiras é uma tecnologia bem estabelecida e confiável, e existem poucas restrições em relação à qualidade do biogás. A pressão geralmente deve estar entre 8 e 25 mbar. Adicionalmente, é recomendável reduzir o nível de H₂S para menos de 1000 ppm, o que permite manter o ponto de orvalho em torno de 150°C. Além disso, o ácido sulfuroso formado no condensado leva à corrosão intensa (IEA, 2005). É recomendável, portanto, a utilização de aço inoxidável para as chaminés ou queimadores de condensação e chaminés plásticas resistentes a altas temperaturas.

O biogás também é um combustível adequado para a geração de energia elétrica ou co-geração. Diversas tecnologias estão disponíveis, sendo as principais aplicações em geradores com combustão interna e as turbinas a gás (LANTZ, 2004).

Para a geração de eletricidade, a utilização de biogás em sistemas de combustão interna é uma tecnologia bem estabelecida e extremamente confiável. Milhares de equipamentos são operados em estações de tratamento de efluentes, aterros e plantas de biogás. O tamanho dos equipamentos varia de 12 kW em pequenas fazendas a até vários MW em grandes aterros (IEA, 2005).

Os motogeradores a gás possuem requisitos de qualidade do gás similares às caldeiras, com exceção de que a concentração de H₂S deve ser menor para garantir um tempo de operação razoável para o sistema. Sistemas Otto projetados para funcionar com gasolina são bem mais suscetíveis a H₂S do que o sistema a diesel, mais robusto. Para aplicações em maior escala (>60 kW), portanto, predominam os sistemas a diesel (LANTZ, 2004). Ocasionalmente, as siloxanas presentes no gás podem criar problemas abrasivos, devendo ser removidas caso estejam presentes.

Um sistema a diesel pode também ser convertido em um sistema com ignição por centelha a gás ou um sistema bicombustível em que cerca de 8 a 10% de diesel são injetados para ignição. Ambos os tipos de sistemas são frequentemente aplicados. O sistema bicombustível possui uma eficiência de geração de eletricidade maior, e os requisitos para o tratamento do gás são os mesmos. As pequenas unidades de co-geração (<45 kW) atingem eficiência elétrica prática de 29% (ignição por centelha) e 31% (bicombustível). Sistemas maiores possuem eficiências de até 28% (IEA BIOENERGY, 2005).

Em unidades a biogás, as emissões de NO_x são geralmente baixas devido ao CO₂ presente no gás. A concentração de CO é mais frequentemente um problema.

Catalisadores para reduzir o CO são difíceis de usar devido à presença de H₂S no gás. Entretanto, sob o ponto de vista ambiental o CO é um problema bem menor porque ele é rapidamente oxidado a CO₂, que faz parte do ciclo natural do carbono. Os melhores resultados são obtidos com sistemas de queima pobre. Para razões ar/combustível (λ) de 1,5, concentrações de NO_x e CO inferiores a 500 ppm podem ser obtidas (IEA BIOENERGY, 2004).

Uma aplicação promissora na geração de eletricidade é o uso de turbinas a gás. As turbinas a gás são uma tecnologia bem estabelecida para potências superiores a 800 kW. Nos últimos anos turbinas menores, também chamadas de micro-turbinas na faixa de 25 a 100 kW, têm sido introduzidas com êxito para o aproveitamento do biogás (US EPA, 2007). Elas possuem eficiência comparável à de motores pequenos com injeção por centelha com baixas emissões, permitindo também a recuperação de vapor de baixa pressão, o que é interessante para aplicações industriais. Além disso, os custos de manutenção são muito baixos. As especificações para o gás são comparáveis às dos sistemas de co-geração.

O biogás também pode ser purificado para atingir as especificações do gás natural e ser utilizado nos veículos que utilizam o gás natural veicular (GNV). No final de 2005 havia mais de 5 milhões de veículos adaptados para o uso de GNV no mundo. A quantidade de ônibus e caminhões movidos a gás natural também está aumentando consideravelmente, totalizando 210.000 veículos pesados (140.000 caminhões e 70.000 ônibus), especialmente nos países da Europa, o que demonstra que a configuração do veículo não é um problema para o uso do biogás como combustível (IEA, 2006). Entretanto, as especificações para a qualidade do gás são estritas. Com respeito a essas exigências, o biogás proveniente de um digestor ou aterro precisa ser purificado. Através da purificação é obtido um gás que: possui um poder calorífico maior para aumentar a autonomia do veículo, possui uma qualidade constante para uma direção segura; não resulta em corrosão devido à presença de H₂S, amônia e água; não contém partículas que causam dano mecânico; não resulta em congelamento devido a um alto conteúdo de água; e possui uma qualidade declarada e assegurada.

Na prática, isso significa que o CO₂, H₂S, NH₃, material particulado e água (e algumas vezes outros componentes-traço) foram removidos, de modo que o gás resultante para o

uso veicular possui um conteúdo de metano superior 95% em volume. Em cada país, diferentes especificações para o uso veicular do biogás e do gás natural são aplicadas.

Finalmente, o biogás pode ser injetado e distribuído na rede de gás natural, uma vez que o biogás assim como o gás natural é composto principalmente de metano. Existem diversas vantagens para o uso da rede de gás natural para o transporte e distribuição do biogás. Uma delas é que a rede conecta os locais de produção com as áreas mais populosas, o que permite que o gás alcance novos consumidores. Também é possível aumentar a produção em locais remotos aproveitando todo o gás produzido. Adicionalmente, a injeção do biogás na rede de gás natural aumenta a segurança do abastecimento local. As especificações do gás natural devem ser atendidas para a injeção na rede, o que pode ser realizado, na maioria das vezes, com os processos de tratamento existentes.

1.3 Tratamento do biogás

Existem três motivos principais para o tratamento do biogás: atender as especificações necessárias para cada aplicação (geradores, caldeiras, veículos), aumentar o poder calorífico do gás e padronizar o gás produzido. Para muitas aplicações a qualidade do biogás deve ser melhorada. Os principais parâmetros que podem requerer remoção em um sistema de tratamento são H₂S, água, CO₂ e compostos halogenados. A Tabela 4 apresenta os principais requisitos para remoção de compostos gasosos de acordo com a utilização do biogás, conforme discutido anteriormente.

Tabela 4 - Necessidade de remoção de compostos gasosos de acordo com a utilização do biogás.

Aplicação	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O
Caldeiras	<1000 ppm	Não	Não
Fogões	Sim	Não	Não
Co-geração	<1000 ppm	Não	Condensação do vapor
Combustível veicular	Sim	Recomendável	Sim
Rede de gás natural	Sim	Sim	Sim

Fonte: IEA, 2005.

A remoção de água pode ser necessária devido à potencial acumulação de condensado na linha de gás, a formação de uma solução ácida corrosiva quando o sulfeto de hidrogênio é dissolvido ou para atingir baixos pontos de orvalho quando o biogás é estocado sob pressões elevadas para evitar a condensação e congelamento. Além disso, a remoção de CO₂ será necessária se o biogás precisa ser tratado para atingir os padrões do gás natural ou para uso em veículos, uma vez que ele dilui o conteúdo energético do biogás, mas não possui impacto ambiental significativo.

A remoção de água pode ser necessária devido à potencial acumulação de condensado na linha de gás, a formação de uma solução ácida corrosiva quando o sulfeto de hidrogênio é dissolvido ou para atingir baixos pontos de orvalho quando o biogás é estocado sob pressões elevadas para evitar a condensação e congelamento. Além disso, a remoção de CO₂ será necessária se o biogás precisa ser tratado para atingir os padrões do gás natural ou para uso em veículos, uma vez que ele dilui o conteúdo energético do biogás, mas não possui impacto ambiental significativo.

O gás de aterro frequentemente contém quantidades significativas de compostos halogenados que precisam ser removidos antes do uso. Ocasionalmente, o conteúdo de oxigênio é alto quando muito ar é sugado durante a coleta do gás de aterro.

As especificações de qualidade dependem principalmente da aplicação. A utilização em unidades de co-geração é o caso típico onde apenas os contaminantes devem ser removidos do biogás. A maioria dos fabricantes de turbinas a gás especifica limites máximos de ácido sulfídrico, hidrocarbonetos halogenados e siloxanas no biogás. Quando usado como combustível veicular, todos os contaminantes bem como o dióxido de carbono devem ser removidos para atingir uma qualidade adequada do gás. Existem diversas tecnologias disponíveis para a remoção de contaminantes do biogás e purificação do biogás para atender as especificações de combustível veicular ou do gás natural.

Antes da utilização do biogás como combustível veicular o nível de CO₂ deve ser reduzido. Embora seja tecnicamente possível rodar um veículo com biogás sem remover o CO₂ se o motor for especialmente ajustado para isso, existem diversas razões para a remoção do biogás. A remoção do CO₂ aumenta o poder calorífico do gás, resultando em um aumento da autonomia do veículo para uma determinada capacidade de

armazenamento. Além disso, resulta em uma qualidade do gás consistente entre as diferentes plantas de biogás e similar à qualidade do gás natural.

Antes de adicionar o biogás à rede de gás natural também é comum remover o CO₂ para alcançar o índice de Wobbe³ necessário. Na remoção de CO₂, pequenas quantidades de metano são removidas, e é importante minimizar essas perdas tanto por razões econômicas quanto ambientais, já que o metano é um gás do efeito estufa 25 vezes mais potente do que o CO₂⁴.

Diversos mecanismos básicos estão envolvidos para proporcionar a separação seletiva de componentes gasosos. Estes podem incluir a absorção física ou química, a adsorção em uma superfície sólida, a separação em membranas, separação criogênica e a conversão química. Para o tratamento do biogás, os métodos de absorção física e química são geralmente utilizados por serem efetivos mesmo para as baixas vazões encontradas normalmente nas plantas de biogás. Além disso, o método é menos complicado, requer uma infra-estrutura mais simples e é custo-efetivo.

Um dos métodos mais fáceis e baratos envolve o uso de água pressurizada como absorvente. O biogás bruto é comprimido e alimentado no fundo de uma coluna de leito empacotado, enquanto a água pressurizada é espalhada a partir do topo. O processo de absorção é, portanto, contra-corrente. Isto dissolve o CO₂ e o H₂S na água, que são coletados no fundo da torre (Figura 7). A água pode ser reciclada para a primeira torre de purificação (KAPDI *et al.*). O biogás que sai no topo da coluna está enriquecido em metano e saturado com água. Para reduzir a concentração de vapor d'água o biogás deve ser seco. Além da água, um solvente orgânico como o polietileno glicol pode ser usado para a absorção do CO₂ (JÖNSSON E PERSSON, 2003).

³ O índice de Wobbe é uma medida da quantidade de calor fornecida pela queima de gases combustíveis através de um determinado orifício submetido a pressões constantes a montante e a jusante desse orifício, usado para comparar a energia produzida pela combustão de diferentes gases num determinado equipamento, e corresponde ao quociente entre o poder calorífico e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão de referência (KRONA, 2009).

⁴O potencial de aquecimento global do metano (GWP – global warming potential) comparado tomando como base o CO₂, para um horizonte de 100 anos, é igual a 25 (IPCC, 2007).

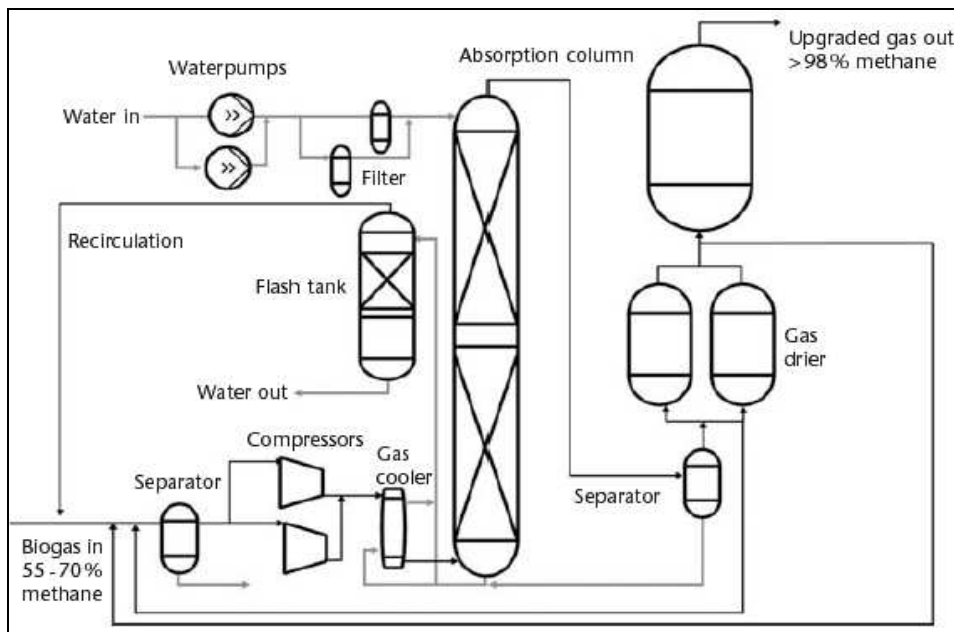


Figura 7 - Esquema de remoção de CO₂ do biogás utilizando uma coluna de absorção.

Fonte: JÖNSSON E PERSSON, 2003.

Nos processos de adsorção, materiais como carvão ativado ou peneiras moleculares podem ser usados para separar o CO₂ do biogás. A seletividade da adsorção pode ser obtida com diferentes tamanhos de poros. Esse método é chamado de adsorção por variação de pressão, uma vez que a adsorção ocorre a elevadas pressões e o material é regenerado através da redução da pressão e subsequente aplicação de um vácuo leve. Já os processos de separação através de membranas podem utilizar uma fase gasosa em ambos os lados da membrana (que nesses casos é também chamada de membrana seca) ou uma absorção gás-líquido, em que um líquido (uma amina, por exemplo) absorve o CO₂ difundido através da membrana a uma pressão próxima à atmosférica. O CO₂ também pode ser separado do biogás na forma líquida através do resfriamento da mistura gasosa utilizando pressão elevada (separação criogênica). Quando o metano também é condensado, o nitrogênio pode ser separado, o que constitui uma vantagem no caso do gás de aterros (JÖNSSON E PERSSON, 2003).

Finalmente, processos de conversão química como a metanação, em que o CO₂ e o H₂ são convertidos cataliticamente a metano e água, podem ser utilizados para remover o CO₂. Este processo, porém, é extremamente caro (KAPDI *et al.*).

1.4 Aproveitamento energético do biogás e mitigação das emissões de gases do efeito estufa

De acordo com relatório do IPCC sobre mitigação (IPCC, 2007), os resíduos contribuem com menos de 5% das emissões totais de gases do efeito estufa (GEE), o que correspondeu a 1.300 MtCO₂-eq em 2005, sendo o metano proveniente de aterros a principal fonte, seguida pelo metano e pelo óxido nitroso de efluentes.

O mesmo relatório ressalta que uma ampla gama de tecnologias ambientalmente efetivas estão disponíveis para mitigar as emissões e fornecer benefícios para saúde pública, proteção ambiental e ao desenvolvimento sustentável. Em conjunto, estas tecnologias podem reduzir diretamente as emissões, através da recuperação do gás de aterros, melhoria nas práticas de aterros e engenharia de tratamento de efluentes, ou evitar significativamente a geração de GEE (com a expansão da cobertura dos serviços de saneamento, por exemplo). Adicionalmente, a minimização dos resíduos, reciclagem e reuso representam um potencial importante e crescente para reduzir indiretamente as emissões, através da economia de matérias-primas, aumento da eficiência energética e do uso dos recursos e redução do consumo de combustíveis fósseis (IPCC, 2007).

A recuperação comercial do metano de aterros como fonte de energia renovável tem sido praticada em grande escala desde 1975 e atualmente excede 105 MtCO₂-eq/ano (WILLUMSEN, 2003; BOGNER e MATTHEWS, 2003). Como a recuperação de gás de aterros e medidas complementares (aumento da reciclagem, diminuição do volume aterrado, uso de tecnologias alternativas de manejo de resíduos), as emissões de metano em aterros dos países desenvolvidos foram estabilizadas. Entretanto, as emissões de aterros dos países em desenvolvimento aumentam com a implementação de práticas de aterro mais controladas (anaeróbicas). Estas emissões podem ser reduzidas tanto acelerando a introdução da recuperação de gás quanto estimulando estratégias alternativas de manejo de resíduos. Como os aterros produzem metano durante décadas, a incineração, compostagem e outras estratégias que reduzem o resíduo destinado a

aterros são medidas de mitigação complementares à recuperação do gás de aterros no curto em médio prazo.

Auxiliadas pelos mecanismos de Quioto, como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e a Implementação Conjunta (IC), bem como outras medidas para aumentar a recuperação do gás de aterros, o potencial econômico total para a redução de emissões de metano de aterros em 2030 é estimado em mais de 1000 MtCO₂-eq (70% das emissões estimadas) a custos inferiores a US\$ 100/tCO₂-eq/ano (IPCC,2007). Além disso, a maior parte deste potencial pode ser alcançada a custos negativos ou baixos: 20 a 30% das emissões projetadas para 2030 podem ser reduzidas a custos negativos e 30 a 50% a custos inferiores a US\$ 20/tCO₂-eq/ano. A custos mais elevados, reduções de emissões mais significativas são atingíveis, com a maioria do potencial de mitigação adicional proveniente de processos térmicos para energia de resíduos.

Conforme apresentado na Tabela 5, os mais de 800 projetos esperados de MDL relacionados à captura e/ou aproveitamento de metano representavam, no final de 2009, 17% do total de projetos e 12% das reduções de emissões no âmbito do MDL (330 MtCO₂-eq no período 2008-2012), sendo que mais de 60% dessas reduções correspondem aos projetos de aterros sanitários (UNEP RISOE, 2009).

Tabela 5 – Reduções de emissões esperadas em projetos de MDL envolvendo biogás.

Categoria	Registrados		Total esperado			
	Projetos	kRCEs (2012)	Projetos		kRCEs (2012)	
Metano	274	60441	529	11,3%	119449	4,3%
Gás de aterros	136	147666	277	5,9%	209586	7,5%
Total em biogás	410	208106	806	17,2%	329035	11,8%
Total	1834	1685299	4673	100%	2785819	100%

Fonte: UNEP RISOE, 2009.

Como as decisões de manejo de resíduos são frequentemente feitas localmente sem a concomitante quantificação da mitigação de GEE, a importância do setor de resíduos para a redução das emissões tem sido subestimada. Estratégias flexíveis e incentivos financeiros podem ampliar as opções de manejo de resíduos para atingir os objetivos de

mitigação de emissões – no contexto do manejo integrado de resíduos, as escolhas tecnológicas locais são função de muitas variáveis, incluindo a quantidade e característica dos resíduos, aspectos de custos e financiamento, necessidade de infra-estrutura incluindo a disponibilidade de áreas, considerações sobre coleta e transporte e restrições regulatórias. A análise do ciclo de vida pode fornecer ferramentas de suporte às decisões (WRAP, 2006).

Diversas tecnologias maduras podem ser implementadas para melhorar a coleta, transporte, reuso, reciclagem e tratamento de efluentes e manejo de resíduos. Com relação ao manejo de resíduos e efluentes, nos países em desenvolvimento as restrições ao desenvolvimento sustentável incluem a disponibilidade local de capital bem como a seleção de tecnologias apropriadas e comprovadamente sustentáveis (IPCC, 2007).

Além da redução de emissões, a ampliação da infra-estrutura de manejo de efluentes em países em desenvolvimento pode resultar em múltiplos benefícios para a mitigação de GEE, melhoria da saúde pública, conservação dos recursos hídricos e redução das descargas de efluentes não-tratados em corpos d'água, águas subterrâneas, solos e zonas costeiras (BURNLEY, 2001). Cabe destacar que as reduções das emissões de gases do efeito estufa são frequentemente um benefício adicional de medidas e políticas desenvolvidas inicialmente visando à melhoria da saúde pública e a evitar a poluição da água, do solo e do ar (AUSTRIAN FEDERAL GOVERNMENT, 2001).

1.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou uma revisão sobre a situação atual do aproveitamento energético do biogás. Foram descritos os principais processos e tecnologias utilizados na produção, recuperação, tratamento e utilização do biogás. Finalmente, foram levantadas as principais questões envolvendo a relação entre o aproveitamento energético do biogás e a mitigação das emissões de gases do efeito estufa. O próximo capítulo tem como objetivo estimar o potencial de produção de biogás a partir de diferentes materiais de origem orgânica no Brasil.

2 POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS NO BRASIL

Conforme apresentado no capítulo anterior, os processos anaeróbicos que apresentam potencial significativo para o aproveitamento energético do biogás encontram aplicação no tratamento de efluentes domésticos e industriais, resíduos agropecuários e resíduos sólidos urbanos. O objetivo deste capítulo é obter uma estimativa do potencial de produção do biogás no Brasil, segmentando esse potencial de acordo com o tipo de matéria orgânica que origina o biogás.

2.1 Tratamento de efluentes domésticos

Os processos de tratamento biológico de efluentes domésticos podem ser classificados de acordo com a concentração de oxigênio dissolvido em aeróbicos ou anaeróbicos. Embora os processos aeróbicos sejam os mais utilizados, o tratamento anaeróbico de efluentes possui aplicação crescente devido a uma série de vantagens apresentadas em relação aos processos aeróbicos, dentre as quais destacam-se: menor consumo de energia, produção de metano (fonte potencial de energia), menor produção de lodo biológico (redução de 80 a 90%) e a necessidade de menor volume de reatores (METCALF & EDDY, 2003). Como exemplo, a Tabela 6 apresenta uma comparação entre o balanço energético entre processos anaeróbico e aeróbico para o tratamento de efluentes. Como pode ser observado, o processo anaeróbico produz um excesso de energia cerca de quatro vezes maior do que o consumo de energia do processo aeróbico, mesmo com a demanda significativa de energia para o aquecimento dos efluentes.

Tabela 6 – Comparação entre o balanço energético de processos aeróbico e anaeróbico de tratamento de efluentes¹ (valores em kJ/d).

Balanço energético do processo	Aeróbico	Anaeróbico
Aeração ²	-1,9.10 ⁶	-
Produção de metano ³	-	12,5.10 ⁶
Aquecimento do efluente a 30°C	-	-4,2.10 ⁶
Balanço final	-1,9.10 ⁶	8,3.10 ⁶

¹Características dos efluentes: vazão de 100 m³/d, concentração de matéria orgânica de 10 kg/m³ e temperatura de 20°C.

²Eficiência de aeração: 1,52 kg O₂/kWh.

³Produção de metano: 0,35 m³/kg DQO removida.

Fonte: METCALF & EDDY, 2003.

Deve-se destacar que a escolha do tipo de processo a ser utilizado para o tratamento de efluentes não é excludente, uma vez que os processos anaeróbicos podem ser utilizados em conjunto com processos aeróbicos. Nesses casos, os processos anaeróbicos constituem geralmente um pré-tratamento para a redução da matéria orgânica.

Nas estações de tratamento, o lodo resultante do tratamento biológico dos efluentes pode necessitar um tratamento adicional antes da sua disposição final. Isso é particularmente importante nos sistemas que utilizam o tratamento aeróbico de efluentes, devido à quantidade substancialmente maior de lodo produzido. Nos sistemas comumente empregados para o tratamento de lodos biológicos, destacam-se os que utilizam processos de secagem, incineração, estabilização alcalina, compostagem e digestão anaeróbica do lodo.

Devido à ênfase na conservação e recuperação de energia e o interesse na obtenção de um uso benéfico para os biossólidos dos efluentes, a digestão anaeróbica continua a ser o processo dominante para a estabilização de lodos. Adicionalmente, a digestão anaeróbica do lodo de efluentes domésticos pode, em muitos casos, produzir biogás suficiente para atender à demanda de energia necessária para a operação da planta (METCALF & EDDY, 2003).

Assim, nos processos de tratamento biológico de efluentes domésticos, o biogás pode ser produzido a partir da digestão anaeróbica da matéria orgânica contida nos efluentes domésticos ou nos lodos biológicos resultantes dos processos de tratamento.

Segundo estimativas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2007), 83% da população brasileira vive em áreas urbanas, sendo que mais de 100 milhões de brasileiros (ou cerca de 54% da população brasileira) vive em municípios com população superior a cem mil habitantes. Essa concentração espacial da população possibilitaria, teoricamente, que a maior parte dos efluentes domésticos produzidos no Brasil fosse coletada nas aglomerações urbanas através de uma rede coletora relativamente densa e tratados em estações de médio e grande porte, permitindo, de acordo com o processo utilizado, o aproveitamento do biogás resultante da digestão anaeróbica da matéria orgânica dos efluentes domésticos.

2.1.1 Tratamento de efluentes domésticos no Brasil

No Brasil, os níveis de atendimento com serviços de coleta e tratamento de esgotos ainda encontram-se em patamares inferiores ao dos países desenvolvidos e mesmo de outros países em desenvolvimento, embora tenha sido verificada uma pequena evolução nos últimos anos. De acordo com dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento – SNIS (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2008), o índice de atendimento urbano com serviços de coleta de esgoto no Brasil em 2007 foi de apenas 51%, sendo que do volume total de esgoto coletado 61% é tratado, resultando em um índice de tratamento de esgotos de apenas 31%, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Níveis de atendimento urbano com coleta e tratamento de esgotos segundo a região geográfica dos participantes do SNIS em 2007.

Região	Coleta de esgotos (%)	Tratamento de esgotos (%)	Tratamento dos esgotos coletados (%)
Norte	11,5%	6,4%	55,3%
Nordeste	33,4%	29,8%	89,1%
Sudeste	65,7%	33,8%	51,5%
Sul	35,9%	27,0%	75,2%
Centro-Oeste	45,2%	38,1%	84,3%
Brasil	51,1%	31,0%	60,7%

Fonte: Elaborado a partir de MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2008.

Segundo o mesmo estudo, as despesas com energia elétrica representaram em média 15,8% das despesas das empresas de saneamento regionais e 19,2% das despesas das empresas locais, conforme mostrado na Tabela 8, o que justifica a avaliação de alternativas para a geração própria de energia elétrica e mesmo a exportação de energia para a rede nas estações de tratamento de efluentes.

Tabela 8 - Composição média das despesas dos prestadores de serviços participantes do SNIS em 2007.

Tipo de despesa	Participação no total das despesas (%)	
	Empresas regionais	Empresas locais
Pessoal próprio	39,1	36,7
Serviços de terceiros	18,4	18,9
Energia elétrica	15,8	19,2
Despesas fiscais ou tributárias	12,3	4,7
Produtos químicos	3,1	4,2
Água importada	0,3	6,2
Outras despesas	11,1	10,0

Fonte: Elaborado a partir de MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2008.

Considerando o estágio atual dos serviços de coleta e tratamento de esgotos no Brasil, o potencial de aproveitamento energético do biogás é pouco expressivo, limitado a algumas estações de tratamento que possuem reatores anaeróbicos ou digestores de lodo.

De acordo com a Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000 (IBGE, 2001), dos 1383 distritos brasileiros que possuíam tratamento de esgotos, cerca de 300 utilizavam reatores anaeróbicos. Dos estados brasileiros que mais utilizavam esse tipo de tratamento destaca-se o Paraná, com 112 reatores anaeróbicos, o que indica um razoável potencial de aproveitamento energético do biogás nesse estado. O estado de São Paulo também merece destaque, por concentrar quase 70% das estações de tratamento que utilizam processos aeróbicos de lodo ativado, muitas das quais com digestores de lodo. A pesquisa destaca ainda a elevada utilização de sistemas de tratamento pouco eficientes, como as lagoas anaeróbicas, aeróbias e facultativas.

A expansão dos serviços de coleta e tratamento de esgotos pode modificar substancialmente essa situação, e a possibilidade de aproveitamento energético do biogás pode, inclusive, influenciar a escolha da tecnologia adotada para a expansão dos serviços de tratamento de esgotos.

2.1.2 Potencial de produção de biogás no tratamento de efluentes domésticos

A produção de biogás a partir dos efluentes domésticos depende da quantidade de matéria orgânica presente nos efluentes e das características do processo de tratamento. A quantidade de material biodegradável depende da população atendida pelos serviços de coleta e tratamento de efluentes através de processos anaeróbicos e da produção de matéria orgânica biodegradável por pessoa (expressa na forma de DBO – demanda bioquímica de oxigênio). De acordo com METCALF & EDDY (2003), a produção de DBO no Brasil varia de 55 a 68 g/pessoa.dia (a partir de dados de HENZE *et al.*, 1997). O IPCC (IPCC, 2006) sugere um valor um pouco menor, de 45 a 55 g/pessoa.dia, mas toma como referência um trabalho anterior (FEACHEM *et al.*, 1983). As duas referências sugerem valores de produção de metano por quantidade de DQO removida similares: 0,25 kg CH₄/kg DQO. O IPCC também recomenda como padrão o valor de 0,60 kg CH₄/kg DBO, coerente com a razão DQO/DBO dos efluentes domésticos de cerca de 0,4 (relação entre a matéria orgânica biodegradável e a matéria orgânica total).

Para estimar o potencial de produção de biogás no tratamento de efluentes domésticos, foram consideradas duas configurações de estações de tratamento de efluentes: a primeira utilizando processos anaeróbicos para o tratamento de efluentes e a segunda utilizando processos aeróbicos para o tratamento de efluentes com a digestão anaeróbica do lodo produzido. Os parâmetros utilizados para a elaboração das estimativas estão sintetizados na Tabela 9.

O potencial de produção de biogás a partir do tratamento anaeróbico de efluentes é calculado através da seguinte equação:

$$CH_4 = POP \cdot DQO \cdot \eta_{DQO} \cdot Y_{CH_4/DQO} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

POP: população atendida

DQO: concentração da demanda química de oxigênio nos efluentes

η_{DQO} : eficiência da remoção da DQO

$Y_{CH_4/DQO}$: produção de metano por massa de DQO removida.

A Equação 2 por sua vez, permite calcular o potencial de produção de biogás a partir da digestão anaeróbica do lodo.

$$CH_4 = POP \cdot DQO \cdot \eta_{DQO} \cdot Y_{SSV} \cdot \eta_{SSV} \cdot Y_{CH_4} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

Y_{SSV} : rendimento da biomassa por massa de DQO removida

η_{SSV} : eficiência de remoção da biomassa

$Y_{CH_4/SSV}$: rendimento de metano por massa de biomassa removida

Os resultados obtidos aplicando-se estas equações indicam que em uma estação de tratamento de efluentes projetada para atender a uma população de cem mil habitantes podem ser produzidos até 4800 m³ de metano por dia, caso a estação utilize o tratamento anaeróbico de efluentes. No caso do tratamento aeróbico de efluentes e digestão anaeróbica do lodo biológico, esse potencial é 50% menor, de 2400 m³/dia (Tabela 9).

Tabela 9 – Parâmetros utilizados para a estimativa do potencial de produção de biogás no tratamento de efluentes.

Parâmetro	Tratamento anaeróbico de efluentes	Digestão anaeróbica de lodo do tratamento aeróbico
População atendida	100.000 pessoas	100.000 pessoas
DQO	0,15 kg/hab.dia	0,15 kg/hab.dia
Eficiência de remoção da DQO	80%	90%
Rendimento de biomassa ¹	0,08 kg/kg DQO removida ¹	0,40 kg/kg DQO removida ¹
Produção de biomassa	960 kg/dia	5.400 kg/dia
Eficiência de remoção da biomassa		60%
Rendimento de biogás	0,4 m ³ CH ₄ /kg DQO removida	0,75 m ³ CH ₄ /kg SSV removida
Produção de biogás	4800 m ³ CH ₄ /dia	2430 m ³ CH ₄ /dia

¹Biomassa medida na forma de sólidos em suspensão voláteis (SSV).

Fontes: METCALF & EDDY, 2003 e US EPA, 2007.

Assumindo a possibilidade do atendimento de toda a população urbana brasileira (mais de 152 milhões de habitantes – IBGE, 2009) com serviços de coleta e tratamento de esgotos e o predomínio dos processos anaeróbicos de tratamento de efluentes, o potencial de produção de metano no tratamento de efluentes domésticos no Brasil pode

chegar a 7,3 milhões de m³/dia. Se forem utilizados processos aeróbicos de tratamento de efluentes e digestão anaeróbica do lodo, o potencial é de 3,7 milhões de m³/dia.

Cabe destacar que esses valores constituem o potencial máximo de produção de biogás para as diferentes tecnologias utilizadas no tratamento de efluentes domésticos. Considerando o estágio atual dos serviços de coleta e tratamento de esgotos no Brasil, entretanto, este potencial é substancialmente reduzido. Para o nível de tratamento de apenas 31% de todo o esgoto produzido, conforme Tabela 7, o potencial apresentado acima é reduzido a 2,3 ou 1,1 milhão de m³/dia, dependendo da tecnologia utilizada.

2.2 Efluentes industriais

O potencial de produção de biogás a partir de efluentes industriais é baseado na concentração de matéria orgânica biodegradável (geralmente expressa na forma de DQO), do volume de efluentes e da propensão do setor industrial em tratar os efluentes através de processos anaeróbicos. Utilizando esses critérios, as principais fontes de efluentes industriais com elevado potencial de produção de biogás são as indústrias de papel e celulose, açúcar e álcool, abatedouros, laticínios, cervejas, óleos vegetais e as demais indústrias de alimentos e bebidas.

Tanto a indústria de papel e celulose quanto a de processamento de carnes produzem grandes volumes de efluentes que contém concentrações elevadas de matéria orgânica biodegradável. A indústria de processamento de carnes utiliza, geralmente, lagoas anaeróbicas para tratar seus efluentes, enquanto a indústria de papel e celulose também utiliza lagoas e reatores anaeróbicos. As indústrias de alimentos e bebidas também produzem quantidades consideráveis de efluentes industriais com concentrações significativas de matéria orgânica e também utilizam processos anaeróbicos.

A metodologia para estimar o potencial de produção de biogás a partir de efluentes industriais é similar à utilizada para efluentes domésticos, entretanto, o processo é mais complexo devido à grande variedade da composição dos efluentes e de indústrias a identificar. As estimativas mais precisas devem ser baseadas em dados coletados nos locais de produção.

O dado de atividade para esta categoria é a quantidade de matéria orgânica biodegradável no efluente. Este parâmetro é uma função da produção industrial, do

volume de efluentes gerado por unidade de produto e da concentração de matéria orgânica biodegradável. Para isso, é necessário identificar os setores que geram efluentes com quantidades elevadas de matéria orgânica através da avaliação da produção industrial, concentração de compostos orgânicos no efluente e o volume de efluentes produzido, além de identificar os setores industriais que utilizam ou podem utilizar o tratamento anaeróbico. O potencial de produção de biogás para cada tipo de efluente industrial é calculado conforme a Equação 3.

$$CH_4 = \sum_i Q_i \cdot DQO_i \cdot Y_{CH_4} \cdot P_i \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

Q_i : produção de efluentes de cada atividade industrial (i)

DQO_i : concentração da demanda química de oxigênio nos efluentes de cada indústria

Y_{CH_4} : rendimento de metano por massa de DQO removida (0,25 kgCH₄/kg DQO)

P_i : produção de cada atividade industrial

A Tabela 10 apresenta os parâmetros utilizados para estimar o potencial de produção de biogás a partir dos efluentes industriais no Brasil e o potencial para cada setor de atividade. Como pode ser observado, o potencial de produção de biogás a partir do tratamento anaeróbico de efluentes industriais pode chegar a 12,7 milhões de m³ de metano por dia, concentrando-se basicamente nas indústrias de papel e celulose e de açúcar e álcool e, em menor extensão, nas indústrias de bebidas e alimentos.

Esta característica representa uma vantagem significativa para o aproveitamento energético do biogás, uma vez que a indústria de papel e celulose apresenta uma demanda expressiva de energia em seus processos⁵. As indústrias de açúcar e álcool, que são geralmente auto-suficientes em energia e, em muitos casos, exportadoras de eletricidade⁶ (EPE, 2008), poderiam aumentar os excedentes de energia elétrica disponibilizados ao sistema. As demais indústrias, por sua vez, poderiam reduzir

⁵ Em 2007, a indústria de papel e celulose foi responsável por cerca de 10% do consumo de energia do setor industrial no Brasil. Embora grande parte da energia utilizada nos processos industriais seja produzida a partir de resíduos do processo (a lixívia representa 45% do consumo de energia, e os resíduos de madeira 15%), gás natural, óleo combustível e eletricidade correspondem a 30% do consumo de energia desse segmento industrial (EPE, 2008).

⁶ A indústria de açúcar e álcool produziu, em 2007, 11 TWh de eletricidade a partir do bagaço de cana, equivalente a 2,5% de toda a eletricidade produzida no Brasil (EPE, 2008).

significativamente a demanda de energia térmica e/ou eletricidade em seus processos através do aproveitamento energético do biogás.

Tabela 10 – Potencial de produção de biogás a partir de efluentes industriais no Brasil.

Indústria	Produção de efluentes (m ³ /t ou m ³ /m ³) ¹	DQO (kg/m ³) ¹	Produção anual (mil t ou mil m ³) ²	Metano (10 ⁶ m ³ /d)
Papel e celulose	162	9,0	6429	7,83
Etanol	24	11,0	15808	3,49
Açúcar	8	3,2	26214	0,56
Sucos de frutas	20	5,0	2894	0,24
Laticínios	7	2,7	14005	0,22
Cervejarias	6,3	2,9	8661	0,13
Abate de aves	13	2,1	5102	0,12
Abate de bovinos	13	2,1	3797	0,09
Abate de suínos	13	2,1	1385	0,03
Óleos vegetais	3,1	0,8	7642	0,02
Vinho e vinagre	23	1,5	514	0,01
Total				12,74

Fonte: Elaborado a partir de ROSENWINKEL *et al.*, 2005¹, DOORN, 1997¹ e IBGE, 2004².

Em relação a este potencial calculado, estudos do Centro de Tecnologia Canavieira (LAMONICA, 2006) indicam que o volume de efluentes (vinhaça) gerado na produção de etanol no Brasil é de 11m³/m³ etanol, inferior ao apresentado na Tabela 10, porém a concentração de matéria orgânica é maior (28 kg DQO/m³), o que resulta em um potencial de produção de biogás maior (4,4 milhões de m³ de CH₄/dia). Estudos de uma grande empresa fornecedora de máquinas e equipamentos para a indústria sucroalcooleira indicam que o biogás representa cerca de 7% do potencial energético da cultura da cana-de-açúcar (DEDINI, 2004), o que reforça a importância do aproveitamento integrado dos resíduos para a produção de energia nesse setor industrial. Finalmente, ressalta-se que a digestão anaeróbica da vinhaça para o aproveitamento do biogás não prejudica a sua utilização como fertilizante (processo conhecido como fertirrigação), principal aplicação da vinhaça (GRANATO, 2003).

Na indústria de papel e celulose, apesar do crescente investimento em processos de tratamento anaeróbico de efluentes (que apresentam elevada eficiência na redução da DQO – da ordem de 80%), os processos de lodo ativado (aeróbicos) ainda predominam (THOMPSON *et al.*, 2001). Finalmente, destaca-se a aplicação dos processos anaeróbicos de tratamento de efluentes com o aproveitamento de biogás nas principais indústrias de bebidas do Brasil (especialmente em cervejarias), como a AmBev e a Schincariol.

2.3 Resíduos sólidos urbanos

Conforme apresentado na Tabela 11, embora mais de 20% do lixo coletado ainda seja disposto em lixões, os aterros sanitários e os aterros controlados constituem o principal destino do lixo coletado no Brasil, o que torna possível o aproveitamento energético do biogás produzido a partir da decomposição da matéria orgânica presente nos resíduos sólidos urbanos utilizando a infra-estrutura existente para a disposição desses resíduos.

Tabela 11 - Coleta e disposição de resíduos sólidos no Brasil¹.

Região	Total (t/dia)	Lixões	Aterro controlado	Aterro sanitário	Outros
Norte	11.067	56,7%	28,3%	13,3%	1,7%
Nordeste	41.558	48,2%	14,6%	36,2%	1,0%
Sudeste	141.617	9,7%	46,5%	37,1%	6,7%
Sul	19.875	25,7%	24,3%	40,5%	9,5%
Centro-Oeste	14.297	21,9%	32,8%	38,8%	6,5%
Brasil	228.413	21,2%	37,0%	36,2%	5,6%

¹Dados mais recentes disponíveis.

Fonte: IBGE, 2001.

Nos aterros sanitários, o potencial de geração de metano pode ser estimado com base na quantidade e composição dos resíduos dispostos nos aterros e das práticas de manejo nos locais de disposição. De acordo com a metodologia utilizada pelo IPCC (IPCC, 2006), a base para o cálculo é a quantidade de Carbono Orgânico Degradável Decomposto (DDOC_m), conforme definido na Equação 4. O DDOC_m corresponde à fração de carbono

orgânico que irá degradar sob condições anaeróbicas nos aterros. Como pode ser observado, o $DDOC_m$ é igual ao produto da quantidade de resíduos (W), a fração de carbono orgânico degradável (DOC) nos resíduos, a fração de DOC que se decompõe sob condições anaeróbicas (DOC_f), considerando a fração dos resíduos que irá se decompor sob condições aeróbicas (antes das condições se tornarem anaeróbicas) nos aterros, que é interpretado como o fator de correção de metano (MCF).

$$DDOC_m = W \cdot DOC \cdot DOC_f \cdot MCF \quad \text{Equação 4}$$

Um parâmetro fundamental do modelo é a quantidade de matéria orgânica degradável no resíduo disposto no aterro. Esta é estimada baseada nas informações de disposição das diferentes categorias de resíduo e da composição dos resíduos (alimentos, papel, madeira, tecidos, etc.) incluídos nestas categorias. A Tabela 12 mostra as taxas de geração de resíduos sólidos urbanos e dados de manejo dos resíduos para o Brasil e diferentes regiões do mundo.

Tabela 12 – Dados de geração e manejo de resíduos sólidos.

Região/País	Geração de RSU ¹ (t/hab/ano)	Tipo de manejo			
		Aterros e lixões	Incineração	Compostagem	Outros ²
Brasil	0,18	0,80	0,05	0,03	0,12
América do Sul	0,26	0,54	0,01		0,46
América do Norte	0,65	0,58	0,06	0,06	0,29
Europa Ocidental	0,56	0,47	0,22	0,15	0,15
Leste Europeu	0,38	0,90	0,04	0,01	0,02
Leste Asiático	0,37	0,55	0,26	0,01	0,18
Ásia Central e do Sul	0,21	0,74		0,05	0,21
África	0,29	0,69			0,31
Oceania	0,47	1,00			

¹Os dados baseiam-se na massa úmida dos resíduos.

²Outros tipos de manejo incluem dados de reciclagem para alguns países.

Fonte: IPCC, 2006.

A Tabela 13 apresenta os dados de composição média dos resíduos sólidos de diferentes regiões do mundo, outro parâmetro importante para o cálculo da quantidade de matéria orgânica biologicamente degradável presente nos resíduos sólidos urbanos.

Tabela 13 – Composição percentual dos resíduos sólidos municipais em diferentes regiões do mundo.

Componente	América do Sul	América do Norte	Europa Ocidental	Sudeste Asiático	Leste Africano
Restos de alimentos	44,9	33,9	24,2	43,5	53,9
Papel	17,1	23,2	27,5	12,9	7,7
Madeira	4,7	6,2	11,0	9,9	7,0
Tecidos	2,6	3,9		2,7	1,7
Borracha e couro	0,7	1,4		0,9	1,1
Plásticos	10,8	8,5		7,2	5,5
Metais	2,9	4,6		3,3	1,8
Vidro	3,3	6,5		4,0	2,3
Outros	13,0	9,8		16,3	11,6

Fonte: IPCC, 2006.

Nas diversas regiões do mundo, em geral, assim como no continente americano, também se observa uma menor proporção de restos de alimentos na composição do lixo dos países com maiores níveis de urbanização, industrialização e renda per capita, e vice-versa, como era de se esperar. Os dados típicos de matéria seca e conteúdo de carbono orgânico degradável em diferentes tipos de resíduos são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Conteúdo de matéria seca e de DOC para os diferentes componentes dos resíduos sólidos urbanos.

Componente	Matéria seca (em % da massa úmida)	Conteúdo de DOC (% de massa úmida)	
		Padrão	Faixa de variação
Papel	90	40	36-45
Tecidos	80	24	20-40
Restos de alimentos	40	14	8-20
Madeira	85	43	39-46
Resíduos de jardinagem	40	20	18-22
Borracha e couro	84	(39) ¹	(39) ¹
Plásticos	100		
Metais	100		
Vidros	100		
Outros inertes	90	-	-

¹Borrachas naturais não sofrem degradação sob condições anaeróbicas em aterros.

Fonte: IPCC, 2006.

O potencial de geração de metano - L_0 (Equação 5) - corresponde ao produto da $DDOC_m$, da concentração de metano no biogás (F) e da razão entre as massas moleculares do metano e do carbono (16/12).

$$L_0 = DDOC_m \cdot F \cdot 16/12 \quad \text{Equação 5}$$

Com um modelo de decaimento de primeira ordem, a quantidade de produto é sempre proporcional à quantidade de material reativo. Isto significa que o ano em que o material do resíduo foi depositado no aterro é irrelevante na determinação da quantidade de metano gerada a cada ano, apenas a massa total de material em decomposição no local é que importa.

Isto também significa que quando é conhecida a massa de material em decomposição no aterro no início do ano, cada ano pode ser definido como o ano 1 no método de estimativa, e os cálculos básicos de primeira ordem podem ser feitos através destas duas equações simples.

$$DDOC_{maT} = DDOC_{mdT} + (DDOC_{maT-1} \cdot e^{-k}) \quad \text{Equação 6}$$

$$DDOC_{mdecompT} = DDOC_{maT-1} \cdot (1 - e^{-k}) \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

T : ano inventariado

$DDOC_{maT}$: $DDOC_m$ acumulado no aterro no final do ano T , Gg

$DDOC_{maT-1}$: $DDOC_m$ acumulado no aterro no final do ano $(T-1)$, Gg

$DDOC_{mdT}$: $DDOC_m$ depositado no aterro no ano T , Gg

$DDOC_{mdecompT}$: $DDOC_m$ decomposto no aterro no ano T , Gg

k : constante de reação, $k = \ln(2)/t_{1/2}$ (ano⁻¹)

$t_{1/2}$: tempo de meia-vida (ano)

O modelo de decaimento de primeira ordem simples (IPCC Waste Model) foi desenvolvido com base nas Equações 3 e 4. O modelo considera a quantidade de DOC que pode ser decomposta no local de disposição, levando em consideração a quantidade depositada a cada ano e a quantidade remanescente dos anos anteriores e é utilizado para calcular a quantidade de DOC decomposto em metano e CO₂ a cada ano. O modelo também permite definir o intervalo de tempo entre o depósito dos resíduos e o início da geração de metano, que representa o tempo necessário para a produção de quantidades substanciais de metano a partir dos resíduos dispostos.

O potencial de geração anual de metano a partir dos resíduos depositados irá aumentar rapidamente e passará a diminuir gradativamente com o passar do tempo. Nesse processo, a liberação de metano a partir de uma quantidade específica de resíduos diminui gradualmente. O modelo de decaimento de primeira ordem é construído com base em um fator exponencial que descreve a fração de material degradável que é degradada a cada ano em metano e CO₂.

Finalmente, a quantidade de metano formada a partir do material decomposto é calculada multiplicando-se este pela fração de metano do gás de aterro gerado e a razão entre as massas moleculares do metano e do carbono (16/12), conforme a Equação 8 a seguir.

$$CH_{4geradoT} = DDOC_{mdecompT} \cdot F \cdot 16/12 \quad \text{Equação 8}$$

A partir dos dados da composição média dos resíduos sólidos urbanos, o potencial de produção de metano calculado para os resíduos sólidos no Brasil é de 150 m³ CH₄/t

resíduo. Considerando os dados de disposição de lixo em aterros sanitários apresentados pelo IBGE, poderiam ser produzidos 12,4 milhões de m³ de metano por dia nos aterros brasileiros. Adicionalmente, utilizando a taxa de geração de lixo de 0,26 t/hab/ano apresentada pelo IPCC e considerando a disposição de todo o lixo em aterros com coleta de biogás, este potencial chega a 15,8 milhões de m³/dia.

2.4 Resíduos agropecuários

O termo dejetos é utilizado coletivamente para incluir as fezes e urinas (ou seja, os excrementos sólidos e líquidos) produzidas pelos animais. A decomposição dos dejetos sob condições anaeróbicas durante a estocagem e tratamento produz o metano. Estas condições ocorrem mais comumente quando um grande número de animais é mantido em uma área confinada (fazendas de leite, criação intensiva de gado e fazendas de suínos e aves) e onde os dejetos são dispostos em sistemas baseados em líquidos (IPCC, 2006).

Os principais fatores que afetam as emissões de metano são a quantidade de dejetos produzida e a fração de dejetos que se decompõe anaerobicamente. O primeiro depende da taxa de produção de dejetos por animal e do número de animais e o segundo de como os dejetos são manejados. Quando os dejetos são estocados ou tratados como um líquido (em lagoas ou tanques), ele se decompõe anaerobicamente e pode produzir uma quantidade significativa de metano. A temperatura e o tempo de retenção da unidade de estocagem influenciam consideravelmente a quantidade de metano produzida. Quando os dejetos são manejados na forma sólida (em pilhas) ou quando eles são depositados em pastagens, eles tendem a se decompor sob condições mais aeróbicas e menos metano é produzido.

Para estimar a produção de metano a partir dos dejetos de animais, a população animal deve inicialmente ser dividida em categorias que refletem as quantidades variáveis de dejetos produzidos por animal. Assim, devem ser coletados dados de população a partir da caracterização da população animal. São utilizados valores padrão ou os fatores de emissão específicos para cada categoria de animal na forma de quilogramas de metano por animal por ano. Os fatores de emissão para cada subcategoria de animais são multiplicados pelas subcategorias de populações para estimar as emissões das subcategorias, e são somados os valores de cada subcategoria para estimar as emissões totais de cada espécie primária de animais. Finalmente, são somadas as emissões de

cada espécie de animais definidas para determinar as emissões totais, conforme a Equação 9. A Tabela 15 utiliza os parâmetros de geração de dejetos e de produção de biogás a partir dos dejetos para estimar o potencial de produção de biogás nas diferentes categorias de animais.

$$CH_4 = \sum_i POP_i \cdot VS_i \cdot Y_{iCH_4} \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

POP_i : população de cada categoria de animais (i)

VS_i : produção de dejetos (sólidos voláteis) de cada categoria de animais

Y_{CH_4i} : produção de biogás por massa de dejetos de cada categoria de animais

Tabela 15 – Parâmetros utilizados para estimar o potencial de produção de biogás a partir de dejetos de animais.

Categoria	Animais (milhões)	Dejetos (kg SV/d)	Produção de biogás (m ³ CH ₄ /kg VS)	CH ₄ (10 ⁶ m ³ /d)
Bovinos de corte – extensiva	185,5	2,50	0,10	46,4
Bovinos de leite	20,6	2,90	0,13	7,8
Bovinos em confinamento	1,0	2,50	0,10	0,3
Suínos	34,1	0,30	0,29	3,0
Frangos	999,0	0,02	0,24	4,8
Ovinos	15,9	0,32	0,13	0,7
Caprinos	10,3	0,35	0,13	0,5
Equinos	5,8	1,72	0,26	2,6
Bubalinos	1,2	3,90	0,10	0,5
Total				66,3

Fonte: IPCC, 2006 e IBGE, 2008.

Conforme apresentado, a maior parte do potencial de produção de biogás concentra-se na pecuária bovina, contudo, como a maior parte do rebanho bovino corresponde à criação extensiva, este potencial deve ser visto com ressalvas, uma vez que a concentração dos dejetos para o aproveitamento do biogás pode ser inviável. A pecuária bovina intensiva e a leiteira, e a criação de suínos e frangos, por sua vez, são mais

apropriadas para o aproveitamento do biogás, pois nesses casos os animais ficam confinados em um mesmo local (pelo menos durante uma parte do dia), o que permite a coleta e o tratamento dos dejetos em uma escala maior. Nessas três categorias, o potencial de produção de biogás totaliza 15,5 milhões de m³ de metano por dia.

2.5 Considerações finais

Os resultados apresentados neste capítulo indicam um potencial de produção de biogás no Brasil a partir das diferentes fontes de matéria orgânica abordadas de mais de 50 milhões de m³ de metano por dia (o potencial de aproveitamento do biogás na pecuária extensiva não foi incluído nesse resultado, considerando-se as dificuldades de sua recuperação, conforme discutido anteriormente), superior à produção nacional de gás natural disponibilizada para o consumo, de cerca de 35 milhões de m³/dia (ANP, 2009). Embora expressivo, este potencial deve ser avaliado de maneira conservadora, uma vez que representa apenas o potencial de produção de biogás, e não do seu aproveitamento como fonte de energia.

A discussão acerca do potencial de aproveitamento energético do biogás deve levar em consideração os aspectos econômicos e tecnológicos da produção e aproveitamento do biogás, assim como a escala de produção e os processos de tratamento do biogás para os diferentes usos dessa fonte de energia, objeto do próximo capítulo.

3 POTENCIAL DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS

O potencial de aproveitamento energético do biogás depende, sobretudo, da viabilidade econômica dos projetos integrados de produção, coleta e utilização do biogás. Na avaliação da viabilidade econômica dos projetos devem ser considerados inicialmente os custos de investimento e operação e manutenção para cada projeto específico e as receitas obtidas com a venda de energia ou a redução de custos proporcionada. O uso final do biogás, neste caso, é o fator determinante, uma vez que todos os parâmetros econômicos dependem da utilização do combustível, seja para produção de calor, eletricidade, co-geração ou simplesmente a comercialização do gás.

Como a origem do biogás produzido exerce influência significativa sobre os investimentos necessários ao aproveitamento deste energético e sobre suas possíveis aplicações, este capítulo irá avaliar a viabilidade econômica dos projetos de biogás de acordo com a origem do material orgânico utilizado para a produção do biogás, de maneira similar à utilizada no capítulo anterior.

3.1 Tratamento de efluentes

Conforme apresentado anteriormente, os sistemas de tratamento de efluentes domésticos e industriais possuem um potencial expressivo de produção de biogás. A localização das estações de tratamento nas proximidades dos grandes centros urbanos também favorece o aproveitamento do energético, uma vez que diminui a necessidade de investimento em infra-estrutura para o transporte da energia produzida aos locais de consumo.

Para avaliar o potencial de aproveitamento do biogás produzido a partir do tratamento de efluentes, foi considerada a utilização do biogás para a geração de energia elétrica (com ou sem o aproveitamento do calor), uma vez que esta representa a principal despesa com insumos das empresas de saneamento.

Inicialmente, foi calculado o potencial de produção de biogás em estações de tratamento de efluentes domésticos com capacidade de atender uma população entre 50.000 e 1.000.000 de pessoas utilizando o tratamento anaeróbico de efluentes ou o tratamento aeróbico com biodigestores de lodo. Os parâmetros utilizados são os mesmos apresentados na Tabela 9.

A potência de geração elétrica correspondente à produção de biogás foi calculada considerando o poder calorífico do metano e a eficiência de conversão entre 28 e 30%, de acordo com a tecnologia a ser utilizada (US EPA, 2007). Como pode ser verificado na Tabela 16, o tratamento anaeróbico resulta em potencial de produção de metano (e consequentemente, de eletricidade) duas vezes maior do que o processo de digestão de lodo, resultando em uma potência equivalente de até cerca de 6 MW para uma estação de tratamento de efluentes de uma população equivalente a 1 milhão de pessoas.

Tabela 16 – Potencial de produção de biogás e geração de eletricidade para diferentes escalas de tratamento de efluentes de acordo com o processo utilizado.

População equivalente	Tratamento anaeróbico de efluentes		Digestão anaeróbica de lodo	
	m ³ CH ₄ /dia	Energia (MWmédios)	m ³ CH ₄ /dia	Energia (MWmédios)
50.000	2.400	0,28	1.215	0,14
100.000	4.800	0,56	2.430	0,28
200.000	9.600	1,19	4.860	0,56
500.000	24.000	2,99	12.150	1,51
1.000.000	48.000	5,97	24.300	3,02

Fonte: Elaborado a partir de dados de METCALF & EDDY, 2003 e US EPA, 2007.

A partir dos dados do potencial de geração de eletricidade, foram utilizadas estimativas de custo de sistemas de co-geração utilizando microturbina (126 kW) e sistema de combustão interna (1060 kW) da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (US EPA, 2007). Conforme a Tabela 17, o maior componente de custo geralmente corresponde ao conjunto motor-gerador. Entretanto, para pequenos projetos, o sistema de tratamento do combustível representa frequentemente o componente de maior custo. O sistema de tratamento remove umidade, siloxanas e algumas vezes o ácido sulfídrico para assegurar que o biogás possui a qualidade necessária para a operação. Os sistemas de tratamento consistem de *chillers*, separadores de umidade, vaso de remoção de siloxanas, ventiladores e as conexões associadas. A compressão do combustível é necessária no caso da microturbina, e os custos estão incluídos na categoria de tratamento do combustível (US EPA, 2007).

Tabela 17 – Custo de investimento em diferentes sistemas de co-geração.

Custo de capital	Microturbina (126 kW)		Combustão interna (1060 kW)	
	Custo (US\$)	(US\$/kW)	Custo (US\$)	(US\$/kW)
Conjunto gerador	143	1.135	685	646
Tratamento e compressão do biogás	202	1.603	369	348
Automação e controle	20	155	125	118
Recuperação do calor	26	206	100	94
Custo total dos equipamentos	391	3.099	1.279	1.207
Projeto e consultoria	23	186	150	142
Instalação	114	908	605	570
Licenças e inspeções	10	77	25	24
Contingência (5%)	27	214	103	97
Custo total do projeto	565	4.484	2.161	2.039

Fonte: Elaborado a partir de informações de US EPA, 2007.

A partir das estimativas de custo de investimento e de operação e manutenção e dos parâmetros técnicos e econômicos apresentados na Tabela 18 é realizada uma estimativa do custo da eletricidade gerada a partir do biogás para diferentes capacidades das plantas, considerando também a possibilidade de aproveitamento do calor produzido. Para se chegar a estas estimativas de custo, foi utilizado o método do valor presente líquido – VPL, que calcula o valor presente de um fluxo de caixa (BREALEY *et al.*, 2007). O fluxo de caixa elaborado inclui os custos de investimento no início do período e as receitas com a venda de eletricidade e as despesas de operação e manutenção a cada período. No caso do aproveitamento do calor produzido, especialmente em unidades industriais, foi definido um crédito de US\$ 3,00/MMBTU de calor (US EPA, 2007), valor este bastante conservador quando comparado aos preços dos combustíveis utilizados para a produção de calor de processo em indústrias, conforme apresentado posteriormente, se considerada a eficiência das caldeiras. A taxa de desconto utilizada foi de 10% ao ano e assumiu-se uma vida útil do projeto de quinze anos. Os valores apresentados na tabela correspondem à receita que deve ser obtida com a venda de eletricidade em cada projeto para zerar o VPL do fluxo de caixa; ou seja, para receitas superiores a estes valores, o VPL é positivo e o projeto é considerado viável. Adicionalmente, foi calculada a taxa de retorno dos projetos considerando a venda da eletricidade a US\$ 70,00/MWh, próximo ao valor verificado nos últimos leilões de energia

nova (CCEE, 2009), considerando a taxa de câmbio de R\$ 2,00/US\$, que permite determinar a viabilidade dos projetos para diferentes taxas de desconto.

Como pode ser verificado na Tabela 18, o custo da eletricidade gerada diminui com o aumento de escala do projeto, o que é explicado pela redução do custo unitário do investimento em projetos maiores. A energia gerada em projetos com capacidade superior a 0,50 MW, que corresponde a plantas de tratamento anaeróbico que atendem a uma população de 100.000 habitantes ou digestores de lodo em estações que atendem a 200.000 habitantes, possui um custo inferior ao da venda de energia nos últimos leilões de energia. Se considerado o preço da energia adquirida das distribuidoras de US\$ 90,00/MWh, a autoprodução de energia é viável também em plantas de menor escala.

Tabela 18 – Parâmetros técnicos e econômicos e estimativas do custo da eletricidade gerada a partir do biogás para diferentes capacidades das plantas, com ou sem a recuperação de calor.

Parâmetros	Potência (MW)			
	0,13	0,26	0,52	1,06
Eficiência de geração de energia elétrica	0,28	0,28	0,28	0,30
Produção de CH ₄ (m ³ /dia)	1.119	2.238	4.476	9.125
Relação energia/calor	0,61	0,61	0,61	0,64
Geração de eletricidade (MWh/ano)	1.139	2.278	4.555	9.286
Calor disponível (MMBtu)	6.370	12.740	25.480	49.505
Investimento (US\$ mil)	565	788	1.234	2.161
Manutenção (US\$/MWh)	22	22	22	18
Custo da eletricidade (US\$/MWh)	103,58	78,90	66,56	56,27
Taxa de retorno a US\$ 70,00/MWh	3,3%	7,6%	11,1%	14,9%
Custo eletricidade (com aproveitamento do calor)	86,52	61,84	49,50	39,21
Taxa de retorno a US\$ 70,00/MWh e US\$3,00/MMBtu	6,9%	12,0%	16,2%	20,5%

Fonte: Elaborado a partir de informações de US EPA, 2007.

Caso exista a possibilidade de aproveitamento do calor produzido, especialmente no caso da co-geração utilizando o biogás em indústrias, o custo da eletricidade gerada diminui consideravelmente, aumentando a atratividade econômica do projeto.

A Tabela 19 apresenta o potencial de produção de biogás e geração de eletricidade nas principais estações de tratamento de efluentes da região Sudeste do Brasil, calculados de acordo com o tipo de tratamento utilizado. Nestas ETEs, o potencial de produção de metano totaliza cerca de 340 mil m³/dia, que poderiam resultar na produção de 42

MWmed de energia. Das ETEs listadas, apenas a ETE Barueri possui um projeto de aproveitamento do biogás para a geração de eletricidade que, em sua etapa inicial, deve resultar na instalação de 2,6 MW de capacidade (SABESP, 2008).

Tabela 19 – Potencial de produção de biogás e geração de eletricidade nas principais estações de tratamento de efluentes (ETEs) da região Sudeste.

ETE	População atendida (mil hab.)	Capacidade de tratamento (m ³ /s)	Tipo de tratamento	Digestor	Produção de CH ₄ (mil m ³ /dia)	Geração de eletricidade (MWmed)
Barueri – SP	4400	9,5	Aeróbico	Anaeróbico	107	13,3
ABC – SP	1400	3,0	Aeróbico	Anaeróbico	34	4,2
São Miguel – SP	720	1,5	Aeróbico	Anaeróbico	17	2,2
Suzano – SP	720	1,5	Aeróbico	Anaeróbico	17	2,2
Alegria – RJ	1500	5,0	Lodo ativado		36	4,5
Penha – RJ	580	1,6	Lodo ativado		14	1,8
Ilha do Governador – RJ	240	0,5	Lodo ativado		6	0,7
Pavuna – RJ	410	1,0	Decantação		10	1,2
Sarapuí – RJ	430	1,0	Decantação		10	1,3
São Gonçalo – RJ	235	0,7	Lodo ativado		6	0,7
Belo Horizonte – MG	1000	1,8	Anaeróbico (UASB)		48	6
Sabará - MG	1000 - 1600	2,3 - 4,5	Aeróbico	Anaeróbico	32	3,9
Total					338	42

Fonte: Elaborado a partir de SABESP, 2009, CEDAE, 2009 e COPASA, 2009.

Os resultados apresentados nesta seção mostram que o aproveitamento energético do biogás pode contribuir para melhorar a rentabilidade das unidades de tratamento de efluentes existentes e dos projetos de novas estações de tratamento. O potencial de geração de eletricidade e calor também é significativo, o que aponta para a necessidade de se avaliar a possibilidade de aproveitamento do biogás produzido no tratamento de efluentes e considerar esse aspecto quando da escolha das tecnologias a serem utilizadas na implementação de novos projetos e na expansão desses serviços.

3.2 Aterros sanitários

Para avaliar a viabilidade econômica do aproveitamento do biogás em aterros sanitários, é necessário estimar inicialmente a produção de metano durante a vida útil do aterro, que irá determinar o potencial de recuperação de energia e geração de eletricidade e os custos de investimento e operação e manutenção de cada projeto. Conforme ilustrado na Figura 8, elaborada utilizando o modelo de decaimento de primeira ordem apresentado anteriormente (IPCC, 2006), a produção de metano aumenta gradualmente com a disposição de resíduos durante a utilização do aterro (neste exemplo, foram considerados períodos de 10, 15 e 20 anos) e, embora diminua de maneira acentuada após o fim da disposição de resíduos, continua a ser significativa durante alguns anos.

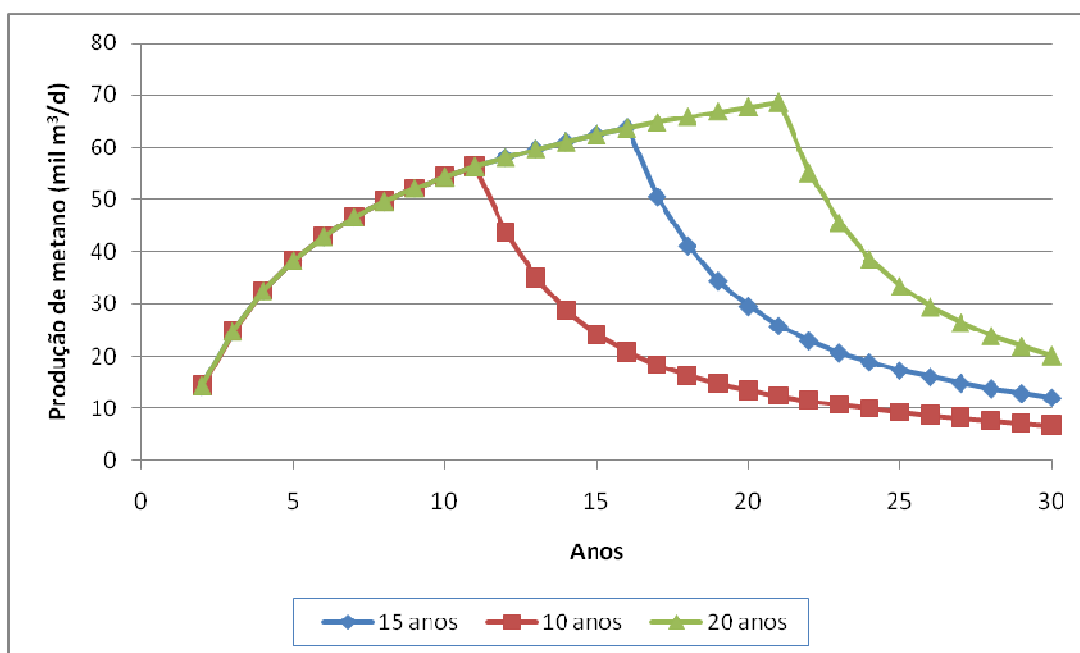


Figura 8 - Produção de metano em um aterro com capacidade para atender a uma população de um milhão de pessoas para diferentes períodos de disposição de lixo.

Fonte: Elaboração própria a partir de IPCC, 2006.

Na análise de viabilidade econômica dos projetos de biogás, foram consideradas duas alternativas para o aproveitamento do energético: a utilização direta do biogás (por um cliente industrial localizado próximo ao aterro, por exemplo) e a geração de eletricidade no

local. Assim, a análise econômica irá estimar o custo de recuperação e tratamento do biogás e o custo de geração de energia elétrica.

Assumindo a disposição de resíduos em um aterro durante 15 anos e a mesma duração para os projetos de aproveitamento do biogás para uso direto e geração de eletricidade, a Tabela 20 apresenta a produção de metano e o potencial de geração de eletricidade em aterros projetados para atender a populações entre cem mil e um milhão de pessoas, bem como a capacidade a ser instalada. Cabe destacar que o máximo aproveitamento do metano para a geração de eletricidade durante a vida útil do projeto ocorre do início do 5º ano da disposição de resíduos até 4 anos após o fim da utilização do aterro, conforme apresentado na figura anterior.

Para a obtenção desses valores, foram utilizados os parâmetros de geração de lixo e composição dos resíduos apresentados no capítulo anterior. Também foi considerada a recuperação de 75% do metano produzido nos aterros e a eficiência de geração de energia elétrica de 30% (EPA, 1999).

Tabela 20 - Produção de metano e potencial de geração de eletricidade para aterros com diferentes capacidades.

Parâmetros	População equivalente (hab.)			
	100.000	200.000	500.000	1.000.000
Disposição de resíduos (t/ano)	18.000	36.000	90.000	180.000
Recuperação de metano (mil m ³ /dia – média)	3,9	7,7	19,3	38,6
Conteúdo energético (MMBtu/dia)	118	234	586	1172
Capacidade instalada (MW)	0,50	1,00	2,50	5,00
Geração de eletricidade (MW médios)	0,43	0,86	2,15	4,29

Fonte: Elaborado a partir de US EPA, 1999.

A partir destas informações, são estimados os custos de investimento e operacionais dos projetos. Tanto os projetos de uso direto do biogás quanto os projetos de geração de eletricidade requerem um sistema de coleta do gás e queima em tocha e envolvem custos de investimento e de operação e manutenção (O&M) para os diversos componentes do projeto. Os custos de investimento para o sistema de coleta incluem a aquisição e instalação de poços de extração, as conexões laterais dos poços, um sistema de boca de

poço, um sistema de transporte do gás e um sistema de remoção do condensado. Os custos anuais de O&M incluem os custos de mão-de-obra de duas a três pessoas-ano e os custos indiretos incluem juros, seguros e administração. O custo estimado da substituição dos componentes do sistema de coleta é pequeno em relação ao custo total dos sistemas de coleta e recuperação e de utilização do biogás (EPA, 1999).

Conforme apresentado anteriormente, todo projeto de recuperação de metano inicia com um sistema de coleta de gás. Estes custos são determinados inicialmente pela quantidade de resíduos no local. Como o excesso de gás coletado pode precisar ser queimado em qualquer instante, todo projeto de recuperação de metano deve possuir um sistema de tocha. O pico de vazão de gás do sistema de coleta determina estes custos.

Em um projeto de uso direto do biogás, além do sistema de coleta e queima de gás, é necessário um sistema de tratamento e compressão do biogás, além de um gasoduto para transportar o gás até o local de consumo. Como o consumo ocorre a uma distância pequena do aterro, o gás requer um tratamento mínimo.

O sistema de geração de eletricidade, por sua vez, requer diversos equipamentos, incluindo compressores para transportar o gás, um sistema de geração para início da operação (sistema de combustão interna, neste caso), um gerador de eletricidade, a conexão com a rede local e um sistema de monitoramento e controle. Os custos totais são iguais à soma dos componentes listados acima. O tamanho de cada gerador é baseado na vazão máxima de gás durante a vida do projeto. Na maioria dos casos o volume de gás produzido é inferior à capacidade máxima do gerador. Assume-se que o sistema não é desligado, uma vez que a unidade é modelada para operar a uma capacidade inferior à máxima durante a maior parte da vida do projeto.

A Tabela 21 os custos estimados de investimento e O&M anual para os projetos de recuperação de metano para uso direto com diferentes capacidades, que correspondem às diferentes faixas de população apresentadas anteriormente. De maneira similar, os custos para os projetos de geração de eletricidade em aterros são mostrados na Tabela 22.

Tabela 21 - Custos de investimento e O&M anual para projetos de aproveitamento de metano em aterros para uso direto (valores em milhares de dólares).

População equivalente (hab.)	CH ₄ recuperado (mil m ³ /dia – méd.)	Coleta e queima		Compressão e tratamento		Custos totais	
		Capital	O&M	Capital	O&M	Capital	O&M
100.000	3,9	272	61	24	26	296	87
200.000	7,7	428	67	44	30	472	97
500.000	19,3	801	82	94	40	895	122
1.000.000	38,6	1.310	103	185	60	1.495	163

Fonte: Elaborado a partir de US EPA, 1999.

Tabela 22 - Custos de investimento e O&M anual para projetos de aproveitamento de metano em aterros para geração de eletricidade (valores em milhares de dólares).

População equivalente (hab.)	Potência (MW)	Coleta e queima		Gerador		Custos totais	
		Capital	O&M	Capital	O&M	Capital	O&M
100.000	0,5	272	61	693	66	965	127
200.000	1,0	428	67	1.321	132	1.749	199
500.000	2,5	801	82	3.237	329	4.038	411
1.000.000	5,0	1.310	103	6.000	657	7.310	760

Fonte: Elaborado a partir de US EPA, 1999.

Para a avaliação da viabilidade econômica dos projetos de aproveitamento de biogás, foi elaborado um fluxo de caixa que engloba os custos de investimento e O&M e as receitas obtidas com a venda do biogás ou da energia elétrica. Na análise, foi elaborado o fluxo de caixa para a vida útil do projeto (15 anos). Assumiu-se a depreciação linear do investimento em 10 anos e a alíquota do imposto de renda e da contribuição sobre o lucro líquido de 34% (RECEITA FEDERAL, 2009). A taxa de desconto utilizada foi de 10% ao ano, compatível com a utilizada em projetos de energia. Cabe ressaltar que o Plano Nacional de Energia 2030, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2007) considera uma taxa de desconto de 8% ao ano no período 2007-2030, assumindo uma redução na taxa média de juros no longo prazo.

A partir do fluxo de caixa, é possível determinar o custo do biogás recuperado e da eletricidade gerada para os diferentes projetos. Esses custos correspondem ao valor da

receita obtida com a venda do biogás ou da energia elétrica que resulta em um valor presente líquido (VPL) para o projeto igual a zero. Adicionalmente, foi calculada a taxa de retorno dos projetos para preços pré-estabelecidos do biogás e da energia elétrica.

A Tabela 23 mostra o custo do biogás recuperado para projetos com diferentes capacidades e a taxa de retorno dos projetos considerando a venda do biogás a US\$ 3,00/MMBtu, que incorpora um desconto em relação ao preço do gás natural devido à diferença de qualidade e ao custo de transporte do biogás (US EPA, 2007). Observa-se que o aumento de escala reduz substancialmente o custo do biogás recuperado, aumentando a taxa de retorno dos projetos, o que indica que a recuperação do biogás em grandes aterros para uso direto, nos casos em que tal aproveitamento é possível, é bastante atraente sob o ponto de vista econômico.

Tabela 23 - Custo do biogás recuperado em aterros com diferentes capacidades e taxa de retorno dos projetos.

População equivalente	100.000	200.000	500.000	1.000.000
Investimento (US\$ mil)	296	472	895	1.495
O&M anual (US\$ mil)	87	97	122	163
CH ₄ recuperado - média (mil m ³ /dia)	3,9	7,7	19,3	38,6
Conteúdo energético (MMBtu/dia)	118	234	586	1.172
Custo do biogás (US\$/MMBtu)	3,19	2,04	1,26	0,95
Taxa de retorno a US\$3,00/MMBtu	7,7%	22,2%	36,6%	46,0%

Para os projetos de geração de energia elétrica, a Tabela 24 mostra o custo da eletricidade gerada a partir do metano produzido em aterros sanitários com diferentes capacidades e a taxa de retorno dos projetos considerando a venda da energia elétrica a US\$ 70,00/MWh, valor próximo ao verificado nos recentes leilões de energia elétrica (CCEE, 2009). Como pode ser observado, há uma redução significativa dos custos com o aumento da escala dos projetos, chegando a um valor próximo a US\$ 52,00/MWh para os projetos maiores, o que indica que a geração de eletricidade em aterros sanitários pode ser competitiva em relação às outras fontes de geração termelétrica e às demais fontes renováveis. Considerando a venda da eletricidade pelo preço verificado nos últimos leilões de energia, a taxa de retorno dos projetos de geração de energia elétrica em grandes aterros pode chegar a 17% ao ano.

Tabela 24 – Custo da eletricidade gerada a partir do metano em aterros com diferentes capacidades e taxa de retorno dos projetos.

População equivalente	100.000	200.000	500.000	1.000.000
Investimento (US\$ mil)	965	1.749	4.038	7.310
O&M anual (US\$ mil)	127	199	411	760
Capacidade (MW)	0,50	1,00	2,50	5,00
Geração (MW médios)	0,43	0,86	2,15	4,29
Custo da eletricidade (US\$/MWh)	75,77	64,43	56,85	51,91
Taxa de retorno a US\$ 70,00/MWh	8,0%	12,0%	14,8%	17,1%

Uma vez analisada a viabilidade econômica dos projetos de aproveitamento energético do biogás em aterros sanitários, é possível estimar o quanto do potencial de produção de biogás calculado no capítulo anterior é economicamente viável. Nesse sentido, a Tabela 25 mostra o potencial de recuperação de metano e geração de energia elétrica nos aterros sanitários do Brasil que atendem a uma população equivalente igual ou superior a 500 mil habitantes, calculados considerando os parâmetros apresentados anteriormente. Como pode ser observado, o potencial de recuperação de metano nesses aterros é de 3,8 milhões de m³/dia, o que corresponde a um potencial de geração de energia elétrica de 422 MW médios.

Tabela 25 – Potencial de recuperação de metano e geração de energia elétrica nos principais aterros sanitários do Brasil.

Município	Unidade de Tratamento	Disposição de resíduos (t/ano)	Recuperação de metano (mil m ³ /dia)	Geração de energia (MW médios)
Duque de Caxias/RJ	Aterro Gramacho	2258429	484	53,8
Rio de Janeiro/RJ	CTR Gericinó	1081848	232	25,8
Caucaia/CE	Aterro Metropolitano da ASMOC	1038670	223	24,8
Jaboatão dos Guararapes/PE	Aterro da Muribeca	955746	205	22,8
Belo Horizonte/MG	CTRS BR040	909520	195	21,7
Brasília/DF	Aterro do Jóquei	846669	182	20,2
Salvador/BA	Aterro Metropolitano Centro	828514	178	19,7
São Paulo/SP	Aterro Bandeirantes	743208	159	17,7
Manaus/AM	Aterro do KM 19	709686	152	16,9
São Paulo/SP	Aterro São João	701472	150	16,7
Curitiba/PR	Aterro Sanitário da Caximba	670790	144	16,0

Mauá/SP	LARA Central de Trat. Resíduos	641362	138	15,3
São Luís/MA	Aterro Municipal da Ribeira	420274	90	10,0
Goiânia/GO	Aterro Sanitário de Goiânia	392019	84	9,3
Santos/SP	Aterro Sanitário Sítio das Neves	381205	82	9,1
Belém/PA	Aterro Sanitário do Aurá	368434	79	8,8
João Pessoa/PB	Aterro Sanitário Metropolitano	358514	77	8,5
Cariacica/ES	MARCA Aterro Sanitário	283039	61	6,7
Guarulhos/SP	Aterro Sanitário de Guarulhos – Quitauna	280855	60	6,7
Ceará-Mirim/RN	Aterro Sanitário da Região Metropolitana de Natal	271387	58	6,5
Boa Vista/RR	Aterro Sanitário	248340	53	5,9
Campinas/SP	Aterro Sanitário	237508	51	5,7
Biguaçu/SC	Aterro Sanitário Tijuquinhas	228507	49	5,4
São Gonçalo/RJ	Aterro de Itaoca	227251	49	5,4
Santo André/SP	Aterro Sanitário Municip. (Empreit. Pajoan)	216885	47	5,2
Niterói/RJ	Aterro Controlado do Morro do Céu	191424	41	4,6
Campo Grande/MS	Aterro Sanitário Municipal	176992	38	4,2
Aracaju/SE	Aterro Controlado do Bairro Santa Maria	162704	35	3,9
Santana do Paraíso/MG	CTR Vale do Aço	158280	34	3,8
Teresina/PI	Aterro Sanitário	157400	34	3,8
Camaçari/BA	Aterro Integrado Camaçari / Dias D'Ávila	146465	31	3,5
Gravataí/RS	Aterro Santa Tecla	144156	31	3,4
Londrina/PR	Aterro Controlado	134160	29	3,2
Juiz de Fora/MG	Aterro Sanitário	133776	29	3,2
Parnaíba/PI	Aterro Controlado de Parnaíba	127800	27	3,0
Montes Claros/MG	Aterro Municipal	127000	27	3,0
Uberlândia/MG	Aterro Sanitário Municipal	125895	27	3,0
Olinda/PE	Aterro de Resíduos Sólidos de Aguazinha	112892	24	2,7
Contagem/MG	Aterro Sanitário Perobas	112166	24	2,7
Feira de Santana/BA	Aterro Sanitário de Feira de Santana	109970	24	2,6
Foz do Iguaçu/PR	Aterro Sanitário	95314	20	2,3
Caxias do Sul/RS	Aterro São Giacomo	95287	20	2,3
Cuiabá/MT	Aterro Sanitário	93142	20	2,2
Total		17704956	3797	422,0

Fonte: Elaborado a partir de MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2008.

Cabe destacar que dos aterros listados apenas os aterros Bandeirantes e São João, ambos localizados na cidade de São Paulo, realizam o aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica, sendo que ambos possuem uma capacidade instalada de cerca de 20 MW, enquanto o aterro de Salvador possui uma planta em construção, também com capacidade de cerca de 20 MW (ANEEL, 2009), o que confirma o potencial de geração de energia calculado para estes aterros apresentado na tabela.

3.3 Resíduos agropecuários

Conforme apresentado no capítulo anterior, as atividades pecuárias com maior potencial de aproveitamento energético do biogás no Brasil correspondem à criação de suínos e a pecuária leiteira, devido principalmente às características dessas atividades, em que os animais permanecem confinados durante a maior parte do tempo, o que facilita o processo de coleta e tratamento dos dejetos.

A avaliação econômica dos projetos de aproveitamento do biogás proveniente da decomposição anaeróbica da matéria orgânica contida em resíduos da pecuária requer, inicialmente, uma estimativa da quantidade de metano produzida nos processos de tratamento. A Tabela 26 apresenta os parâmetros de produção de dejetos e de rendimento de biogás por tipo de animal.

A partir das estimativas de produção de metano, são determinados os custos de investimento em projetos de aproveitamento de biogás para fazendas de suínos e de pecuária leiteira de diferentes tamanhos, bem como a produção de biogás e a geração de energia elétrica. Considera-se que toda a eletricidade gerada é consumida nas atividades das fazendas.

Tabela 26 – Produção de dejetos e rendimento de biogás por tipo de animal.

Animais	Dejetos (kg/animal.dia)	VS ¹	B ₀ (m ³ CH ₄ /kgVS) ²	MCF ³	CH ₄ (m ³ /animal.dia)
<i>Suínos</i>					
Fêmeas adultas	11	9%	0,5	0,9	0,44
Fase de creche	1	8%	0,6	0,9	0,07
Fase de crescimento	2	9%	0,6	0,9	0,10
Fase de terminação	5	9%	0,6	0,9	0,27
<i>Pecuária de leite</i>					
Vacas em lactação	51	7%	0,3	0,9	1,04
Vacas secas	49	11%	0,3	0,9	1,56
Novilhas	35	6%	0,3	0,9	0,61
Bezerros	20	6%	0,3	0,9	0,34

¹VS: conteúdo de sólidos voláteis nos dejetos;

²B₀: máximo potencial de produção de metano;

³MCF: fator de conversão em metano do tratamento anaeróbico de dejetos.

Fonte: Elaborado a partir de US EPA, 1999 e IPCC, 2006.

Utilizando-se o fluxo de caixa descontado desses projetos, de maneira análoga à empregada na análise dos projetos de aterros sanitários apresentada anteriormente, calcula-se o custo da eletricidade gerada, que corresponde à receita com a venda de eletricidade que zera o valor presente líquido do projeto. A Tabela 27 apresenta a produção de biogás e a geração de energia elétrica para fazendas de suínos com 200 a 800 matrizes, que mantêm um total de 2.000 a 8.000 animais. O custo da eletricidade gerada nessas fazendas varia de US\$ 81,71/MWh nas fazendas maiores a US\$ 128,05/MWh nas fazendas menores. A taxa de retorno dos projetos considerando o preço da eletricidade adquirida das distribuidoras de cerca de US\$ 90,00/MWh (ANEEL, 2009) varia de 4,4 a 11,9% ao ano. A este preço da eletricidade, o aproveitamento energético do biogás em fazendas de suínos é viável apenas em fazendas com mais de 600 matrizes. Estes resultados são condizentes com os apresentados pela EPA (EPA, 1999), que estima que o tamanho mínimo da fazenda de suínos que torna o aproveitamento do biogás viável da fazenda de suínos é de 5.000 animais, ou aproximadamente 500 fêmeas adultas.

Tabela 27 – Custo da eletricidade gerada e taxa de retorno dos projetos de aproveitamento de biogás em fazendas de suínos de diferentes tamanhos.

Suínos (matrizes)	200	400	600	800
Total de animais	1920	3870	5830	7840
Investimento (US\$ mil)	159	234	305	375
CH ₄ produzido (m ³ /d)	260	527	796	1068
Geração (kWmédios)	27	54	81	110
Eletricidade (MWh/ano)	232	472	713	957
Custo da eletricidade (US\$/MWh)	128,05	98,00	87,36	81,71
Taxa de retorno a US\$ 90,00/MWh	4,4%	8,5%	10,6%	11,9%

Fonte: Elaborado a partir de BROWN *et al.*, 2007.

A Tabela 28 apresenta os resultados obtidos para diferentes fazendas de pecuária leiteira. Apesar de o custo da eletricidade gerada diminuir consideravelmente com o aumento de escala do projeto, chegando a US\$ 93,26/MWh para fazendas com 500 vacas em lactação, o aproveitamento do biogás para a geração de eletricidade não se mostra viável para essas fazendas considerando o preço da eletricidade adquirida das distribuidoras. Novamente, estes resultados estão de acordo com os apresentados pela EPA (EPA, 1999), que estima que o tamanho mínimo da fazenda de pecuária leiteira que torna viável o aproveitamento do biogás é de 750 animais, ou cerca de 440 vacas em lactação.

Tabela 28 - Custo da eletricidade gerada e taxa de retorno dos projetos de aproveitamento de biogás em fazendas de pecuária leiteira de diferentes tamanhos.

Vacas em lactação	50	100	250	500
Total de animais	86	172	425	860
Investimento (US\$ mil)	109	125	169	238
CH ₄ produzido (m ³ /d)	58	115	287	576
Geração (kWmédios)	6	12	30	60
Eletricidade (MWh/ano)	52	104	259	516
Custo da eletricidade (US\$/MWh)	352,70	211,13	123,90	93,26
Taxa de retorno a US\$ 90,00/MWh	<0%	<0%	4,8%	9,3%

Fonte: Elaborado a partir de BROWN *et al.*, 2007.

Para determinar o potencial de aproveitamento energético do biogás em fazendas de suínos e de pecuária leiteira no Brasil é necessária uma estimativa da quantidade de animais existentes em cada fazenda. Considerando que as informações existentes para o estado de Santa Catarina, onde 44% dos animais estão concentrados em estabelecimentos com mais de 1.000 animais (Tabela 29), são uma boa aproximação para a distribuição dos animais no Centro-Sul do Brasil, o aproveitamento de 30% do potencial energético do biogás produzido a partir de dejetos de suínos parece bastante factível.

Tabela 29 - Quantidade de animais nos estabelecimentos agropecuários segundo as classes de tamanho do rebanho no estado de Santa Catarina.

Quantidade de animais	Total de animais	Percentual do total
Menos de 100	460.260	8,2%
100-199	268.951	4,8%
200-499	1.232.504	22,0%
500-999	1.185.573	21,1%
Mais de 1000	2.462.423	43,9%
Total	5.609.711	100,0%

FONTE: SECRETARIA DE ESTADO DA AGRICULTURA E DESENVOLVIMENTO RURAL DE SANTA CATARINA, 2003.

Cabe destacar que esse aproveitamento representa cerca de 1 milhão de m³/dia de metano, suficiente para a geração de 110 MW médios de energia, que pode ser alcançado aproveitando-se o biogás de suínos apenas nas três principais mesorregiões de pecuária suína do Brasil (oeste do Paraná e Santa Catarina e noroeste do Rio Grande do Sul), conforme Tabela 30.

Tabela 30 – Rebanho suíno nas dez maiores mesorregiões e microrregiões de pecuária suína.

Mesorregião	Suínos (milhares)	Microrregião	Suínos (milhares)
Oeste Catarinense – SC	5.492	Concórdia – SC	2.099
Noroeste Rio-grandense – RS	2.191	Joaçaba – SC	1.150
Oeste Paranaense – PR	1.466	Chapecó – SC	955
Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba – MG	1.261	Toledo – PR	948
Norte Mato-grossense – MT	880	Xanxerê – SC	697
Sul Goiano – GO	865	Tubarão – SC	680
Norte Maranhense – MA	829	Uberlândia – MG	679
Sul Catarinense – SC	806	São Miguel do Oeste – SC	591
Zona da Mata – MG	765	Sudoeste de Goiás - GO	526
Centro Oriental Rio-grandense – RS	750	Lajeado-Estrela - RS	513
Brasil	35.174		

Fonte: IBGE, 2007.

A elevada concentração da produção brasileira de leite nos estados de Minas Gerais e Goiás, cujas principais regiões produtoras são responsáveis por mais de um terço de toda a produção nacional (Tabela 31), indica um potencial significativo de aproveitamento energético do biogás nessas regiões, tanto em plantas de pequena escala nas fazendas quanto em grandes plantas centralizadas de digestão anaeróbica. Uma vez que estas regiões de pecuária leiteira e as regiões com elevada concentração de suínos citadas anteriormente são também grandes centros de produção agropecuária, a avaliação do potencial de construção de plantas de co-digestão de grande escala para o tratamento de diferentes resíduos agropecuários visando ao aproveitamento energético do biogás com a produção associada de fertilizantes orgânicos merece um estudo específico.

Tabela 31 – Produção de leite nas dez maiores mesorregiões e microrregiões de pecuária leiteira.

Mesorregião	Produção de leite (milhões de litros)	Microrregião	Produção de leite (milhões de litros)
Triângulo Mineiro/Alto		Meia Ponte - GO	274
Paranaíba – MG	1267	Frutal - MG	235
Sul/Sudoeste de Minas – MG	1046	Patrocínio - MG	222
Noroeste Rio-grandense – RS	1023	Sudoeste de Goiás - GO	218
Sul Goiano – GO	944	Bom Despacho - MG	213
Zona da Mata – MG	536	Patos de Minas - MG	208
Centro Goiano – GO	528	Araxá - MG	207
Oeste Catarinense – SC	485	Uberlândia - MG	200
Oeste de Minas – MG	465	Ji-Paraná - RO	190
Metropolitana de Belo Horizonte - MG	434	Toledo - PR	188
Central Mineira – MG	420		
Brasil	17.931		

Fonte: IBGE, 1996.

3.4 Custo de tratamento do biogás

Finalmente, para estimar o custo de tratamento do biogás e avaliar a viabilidade de injeção do biogás purificado na rede de gasodutos ou de utilização do mesmo como combustível veicular, devem ser estimados inicialmente os custos de capital e de operação e manutenção da planta de purificação. A partir destas informações, é elaborado o fluxo de caixa descontado da planta, e, utilizando-se a mesma metodologia empregada para o cálculo do custo de recuperação do biogás e da geração de eletricidade, determina-se a receita que deve ser obtida com a purificação do biogás que zera o valor presente líquido do projeto.

O custo de investimento em uma planta de purificação do biogás depende da escala da planta. Conforme apresentado na Figura 9, o investimento por unidade de capacidade diminui com o aumento de escala da planta. MURPHY e MCKEOUGH (2004) apresentam um custo de investimento de €7860/m³CH₄ enriquecido/h para plantas de purificação de biogás e um custo operacional de €0,03/ m³CH₄ enriquecido. Assim, uma planta com capacidade de produzir 180 m³/h de metano purificado (4.300m³/dia) requer um investimento de €1,4 milhão, com custos operacionais anuais de cerca de €50 mil.

Considerando os mesmos parâmetros para a elaboração do fluxo de caixa utilizados para os projetos de tratamento de efluentes e aterros sanitários, a receita obtida com a purificação do biogás necessária para zerar o valor presente líquido da respectiva planta é de €5,65/MMBtu, próximo ao custo de purificação de €5,50/MMBtu (que inclui os custos de capital e O&M) apresentado por PERSSON (2003) para plantas com capacidade similar, enquanto em plantas maiores, com capacidade de 1000m³/h, este custo pode ser reduzido a €3,20/MMBtu.

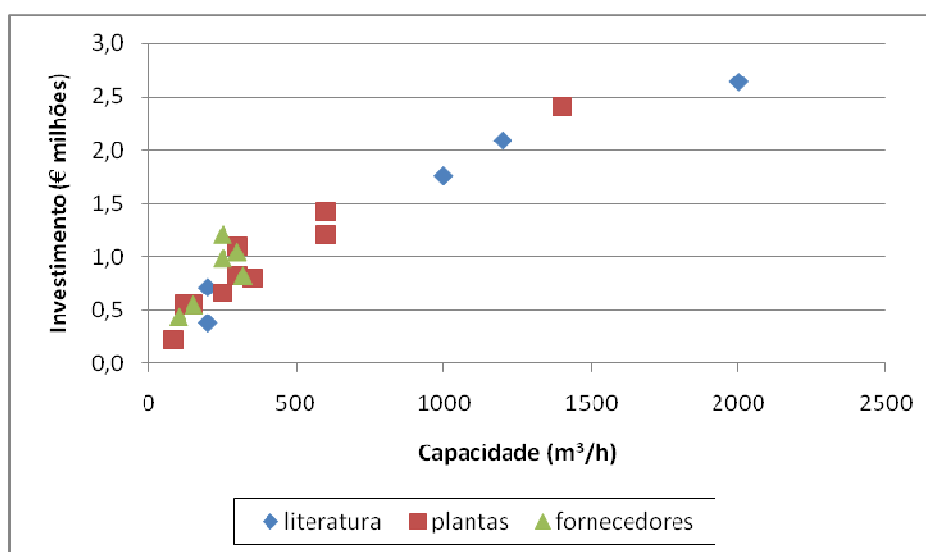


Figura 9 – Custo de investimento em plantas de purificação de biogás.

Fonte: Elaborado a partir de PERSSON, 2003.

3.5 Competitividade do biogás em relação a outros energéticos

Conforme apresentado anteriormente, a geração de eletricidade a partir do biogás em aterros sanitários e estações de tratamento de efluentes em muitos casos pode se mostrar competitiva em relação às demais fontes que venderam energia nos últimos leilões de energia nova. Quando considerada a utilização do biogás para a geração de eletricidade para consumo próprio (autoprodução), devem ser considerados os preços pagos pelos consumidores finais (Tabela 32). Nesse caso, assumindo uma taxa de câmbio de R\$ 2,00/US\$, o custo da eletricidade adquirida da concessionária de energia que torna viável a produção da eletricidade a partir do biogás é de cerca de US\$

90,00/MWh para os produtores rurais, US\$ 100,00/MWh para empresas de serviço público e US\$ 110,00/MWh para consumidores industriais. Assim, mesmo nas situações em que a geração de eletricidade a partir do biogás para a venda nos leilões de energia nova ou para os consumidores livres não se mostrar atraente, a geração para consumo próprio pode ser uma alternativa viável, conforme constatado no caso das grandes fazendas de suínos.

Tabela 32 - Tarifa média de fornecimento de energia elétrica para as diferentes classes de consumo em 2008.

Classe de Consumo	Consumo de Energia Elétrica GWh	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Fornecimento (R\$/MWh)
Residencial	95.795	53.895.556	282,03
Industrial	79.724	527.985	216,40
Comercial, Serviços e Outras	60.870	4.640.752	273,27
Rural	14.212	3.369.366	178,93
Poder Público	11.512	473.853	296,08
Iluminação Pública	11.431	65.480	158,65
Serviço Público	10.796	60.044	195,05
Consumo Próprio	668	7.953	276,28
Rural Aquicultor	104	624	122,83
Rural Irrigante	3.777	42.856	139,07
Total Geral	288.891	63.084.469	213,86

Fonte: ANEEL, 2009.

Para os demais usos do biogás, uma vez determinados os preços que tornam viáveis o seu aproveitamento, faz-se necessário comparar esses valores com os preços dos energéticos com os quais o biogás pode vir a disputar mercado. A Figura 10 mostra a evolução dos preços dos principais combustíveis de uso industrial e veicular consumidos no Brasil. Como pode ser constatado, o biogás recuperado em aterros (a um custo entre US\$1,00/MMBtu e US\$3,00/MMBtu) mostra-se bastante competitivo se comparado ao gás natural, GLP e óleo combustível, mesmo quando incorporado um desconto

significativo em relação a estes em função das menor qualidade do biogás, o que torna seu aproveitamento em indústrias localizadas próximas a aterros uma alternativa interessante.

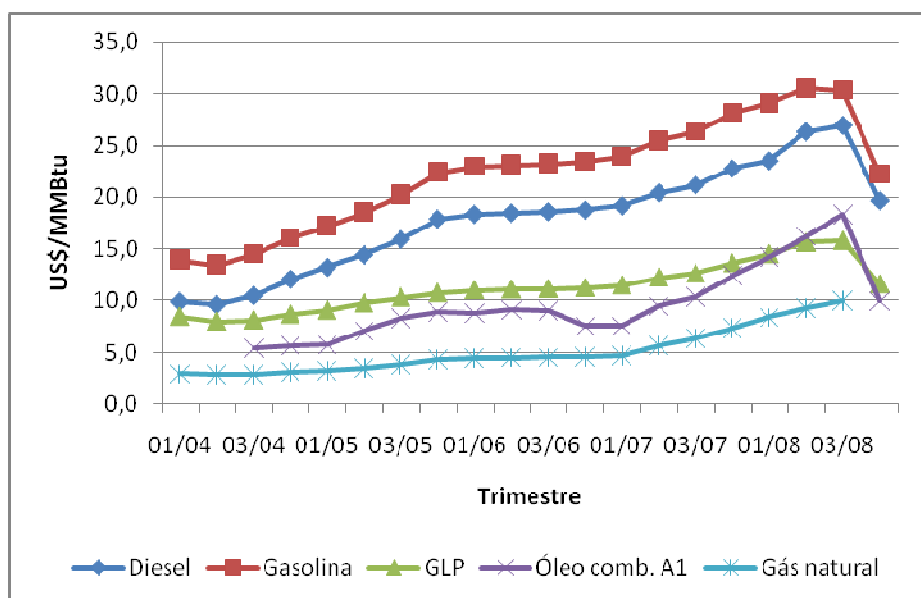


Figura 10 – Série histórica de preços dos energéticos concorrentes do biogás.

¹ Gás natural vendido como nacional (commodity + transporte): preços com PIS/COFINS e sem ICMS.

² Combustíveis líquidos: preços não incluem a margem de comercialização nem ICMS.

Fonte: Elaborado a partir de ANP, 2009, PETROBRAS, 2009 e EPE, 2009.

Quando o biogás é submetido a um processo de purificação para atender às especificações de injeção na rede de gasodutos ou uso como combustível veicular, conforme apresentado na seção anterior, a competitividade do mesmo em relação aos demais combustíveis para uso industrial é consideravelmente afetada, pois o custo final do biogás purificado aumenta para valores entre US\$ 6,00/MMBtu em plantas de maior escala e US\$ 12,00/MMBtu em plantas menores. Mesmo assim, o biogás purificado pode se mostrar competitivo para uso industrial em determinadas situações.

A aplicação em que o biogás purificado é mais vantajosa, entretanto, ocorre quando da substituição de combustíveis veiculares. Mesmo considerando uma eficiência do biogás para uso veicular de 90% em relação ao diesel e à gasolina (MURPHY *et al.*, 2004), o

custo do biogás tratado em plantas de pequena escala pode ser competitivo se comparado aos preços do diesel e da gasolina, da ordem de US\$ 20 a 25 /MMBtu (Figura 10). Cabe destacar que os custos necessários à adaptação dos veículos para a utilização do biogás geralmente implicam na necessidade destes percorrerem longas distâncias utilizando o biogás para compensar estes custos.

3.6 Considerações finais

Neste capítulo foi analisada a viabilidade econômica de projetos de aproveitamento energético do biogás a partir das principais fontes de matéria orgânica residual disponíveis no Brasil. Os resultados apresentados indicam que a viabilidade do aproveitamento do biogás depende substancialmente da escala dos projetos e da forma de utilização do biogás. Em geral, o aproveitamento do biogás é viável em estações de tratamento de efluentes com digestão anaeróbica do lodo e em aterros sanitários que atendem a uma população superior a 200.000 habitantes, e em fazendas de suínos e de pecuária leiteira com pelo menos 5000 animais e cerca de 1000 animais, respectivamente.

As análises indicam também que o biogás pode ser bastante competitivo em relação aos principais combustíveis utilizados na indústria, como o gás natural, óleo combustível e GLP, o que reforça a importância de avaliar a possibilidade dessa aplicação nos projetos de aproveitamento do biogás. Finalmente, verifica-se que a utilização do biogás como combustível veicular em substituição ao diesel e à gasolina pode ser viável, mesmo considerando a necessidade do tratamento do biogás para essa finalidade.

Assim, uma vez concluída a análise do potencial econômico do aproveitamento energético do biogás, o próximo capítulo dedica-se à análise dos mecanismos de incentivo e das barreiras existentes à recuperação e utilização do biogás, que tem como objetivo subsidiar a formulação de estratégias para a efetiva inserção desta fonte na matriz energética.

4 MECANISMOS DE INCENTIVO E BARREIRAS AO APROVEITAMENTO DO BIOGÁS

Uma vez estimado o potencial de aproveitamento do biogás e analisada a viabilidade econômica de diferentes projetos para a utilização deste recurso, faz-se necessário realizar uma análise das possíveis razões de o aproveitamento energético do biogás no Brasil situar-se atualmente bastante aquém do potencial identificado. Além de investigar as causas desse sub-aproveitamento, é importante analisar também os mecanismos de incentivo existentes, tanto em nível global quanto regional, para que possam ser estudadas políticas que possibilitem a sua inserção mais efetiva na matriz energética.

Além dos incentivos existentes ao aproveitamento energético do biogás no Brasil, será também realizada uma análise dos mecanismos existentes em outros países onde o biogás é aproveitado de maneira mais expressiva. Comparando-se os mecanismos existentes no Brasil e no exterior, pretende-se identificar quais desses mecanismos poderiam ser aplicados em nosso país para ampliar a utilização do biogás.

Em seguida, será realizada uma análise das barreiras existentes à produção, recuperação e aproveitamento do biogás no Brasil. Esta análise busca identificar as barreiras técnicas, econômicas, regulatórias e institucionais existentes, de forma a subsidiar a proposição de mecanismos e desenvolvimento de políticas, caso constatada a necessidade, para permitir o efetivo aproveitamento energético do biogás, quando este se mostrar técnica e economicamente viável.

Uma vez analisadas as barreiras ao aproveitamento do biogás no Brasil e os mecanismos de incentivo existentes no âmbito nacional e internacional, a última parte deste capítulo busca identificar quais políticas podem contribuir para o efetivo aproveitamento desse energético.

4.1 Incentivos

Esta seção apresenta inicialmente os mecanismos de incentivo ao aproveitamento e utilização do biogás com abrangência global e nacional. Em escala global, destacam-se os mecanismos cooperativos estabelecidos através do Protocolo de Quito, especialmente o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, de grande relevância para os países em desenvolvimento como o Brasil. No âmbito nacional, por sua vez, merecem destaque os

incentivos à geração e comercialização de energia elétrica a partir de fontes alternativas e as linhas de financiamento para os projetos de energias renováveis. Finalmente, são mostrados os mecanismos utilizados nos países da União Européia e nos Estados Unidos para promover o aproveitamento energético do biogás, uma vez que são estes os países onde o biogás tem maior uso em escala comercial.

4.1.1 Protocolo de Quioto e os mecanismos cooperativos para redução de emissões de gases do efeito estufa

O Protocolo de Quioto, adotado em 1997 e ratificado em 2005, representa um marco dos esforços globais para proteger o meio ambiente e atingir o desenvolvimento sustentável. O Protocolo cria obrigações legais para 38 países industrializados, incluindo 11 países da Europa Central e do Leste Europeu, para reduzir seus níveis de emissões de gases do efeito estufa no período de 2008 a 2012 em cerca de 5,2% abaixo dos níveis de 1990, em média (UNFCCC, 2009a). As metas cobrem os seis principais gases do efeito estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆). Atividades de mudança do uso do solo e do setor florestal, como desmatamento e reflorestamento, que emitem ou absorvem CO₂ da atmosfera, também são cobertas. Essa foi a primeira vez que governos assumiram legalmente aceitar restrições em suas emissões de gases do efeito estufa.

O Protocolo também inovou ao introduzir mecanismos cooperativos com o objetivo de reduzir o custo da redução de emissões – uma vez que não importa ao clima onde as reduções de emissões são realizadas, sob a ótica econômica é interessante obtê-las onde elas custam menos (UNEP RISOE, 2005). Estes mecanismos de mercado são o Comércio Internacional de Emissões, a Implementação Conjunta (IC) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). O Comércio Internacional de Emissões permite aos países transferir parte de suas emissões permitidas. A Implementação Conjunta permite aos países obter crédito pelas reduções de emissões obtidas a partir do investimento em projetos em países industrializados, que resultam em uma transferência de “unidades de redução de emissões” equivalentes.

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo permite aos projetos de redução de emissões que contribuem para o desenvolvimento sustentável nos países em desenvolvimento gerar “reduções certificadas de emissões – RCEs” para uso pelo investidor. O Mecanismo

de Desenvolvimento Limpo inclui projetos de energias renováveis, eficiência energética, manejo de resíduos, agricultura, substituição de combustíveis, processos industriais e reflorestamento.

Os projetos de MDL envolvendo a captura e/ou aproveitamento do biogás nos países em desenvolvimento representavam, no final de 2009, 17% do total de projetos de redução de emissões registrados ou em fase de validação na Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), órgão da ONU responsável pela validação dos projetos e emissão das RCEs (UNEP RISOE, 2009). O mesmo trabalho estima também que estes projetos eram responsáveis por 12% das reduções de emissões projetadas através desse mecanismo até 2012, com destaque para os projetos de aterros sanitários, que representam 7,5% das reduções de emissões esperadas.

No Brasil, os projetos de MDL relacionados à captura e/ou aproveitamento do biogás representavam 32% do total de projetos e 42% das reduções de emissões esperadas (UNEP RISOE, 2009). A capacidade projetada de geração de eletricidade desses projetos era de 116 MW, sendo a quase totalidade em projetos de aterros sanitários.

Para avaliar a contribuição da obtenção de créditos de carbono para a viabilidade econômica dos projetos de captura e aproveitamento do biogás é necessário determinar inicialmente a quantidade de redução de emissões que podem ser obtidas pelos diferentes projetos e a receita resultante da comercialização das RCEs.

Conforme apresentado na Tabela 33, o preço médio de venda das Reduções Certificadas de Emissões obtidas através de projetos de MDL foi de quase US\$17/tCO₂ eq em 2008 (WORLD BANK, 2009), o que representou um aumento de quase 25% em relação ao valor de 2007. Para uma análise mais conservadora, será considerado o preço de US\$ 10,00/tCO₂ eq nesse estudo. Cabe ressaltar que nos dois leilões de créditos de carbono dos aterros sanitários Bandeirantes e São João, ambos em São Paulo, o preço de venda foi de €19,20/tCO₂ no leilão de 2008 e €16,20/tCO₂ em 2007 (PORTAL EXAME, 2009), o que indica que a receita com a venda de RCEs pode ser substancialmente maior.

Tabela 33 - Volumes e valores das transações de reduções de emissões através de projetos de MDL.

	2006	2007	2008
Volume (MtCO ₂ -eq)	537	552	389
Valores (MUS\$)	5804	7433	6519
Preço médio (US\$/tCO ₂ -eq)	10,81	13,47	16,76

Fonte: WORLD BANK, 2009.

Com relação ao volume de créditos de carbono que pode ser obtido em projetos de aproveitamento do biogás, devem ser considerados tanto a recuperação do metano quanto o seu uso como energético. A etapa de recuperação do metano nos projetos apresenta um potencial expressivo de redução das emissões de gases do efeito estufa, uma vez que o potencial de aquecimento global do metano, considerado nos projetos de MDL, é 21 vezes maior do que o do CO₂. Assim, um projeto de recuperação e queima de metano resulta na redução de emissões de 13,33 tCO₂-eq para cada 1000 m³ de metano recuperados (densidade do metano de 0,6346 kg/m³ a 35°C).

O aproveitamento desse mesmo volume de metano como substituto de combustíveis fósseis, por sua vez, resulta em reduções de emissões que variam de acordo com o fator de emissões dos combustíveis (Tabela 34): se o metano é utilizado em substituição ao gás natural, por exemplo, a redução de emissões correspondentes à utilização de 1000 m³ de metano é de 1,78 tCO₂, enquanto que a utilização como substituto ao carvão do tipo linhito resulta em redução de emissões de 3,21 tCO₂ (poder calorífico do metano de 50,1 MJ/kg). Como pode ser constatado, as reduções obtidas com a utilização do biogás representam apenas uma pequena parcela das reduções obtidas com a captura do metano.

Em termos econômicos, a obtenção de créditos de carbono provenientes da substituição de combustíveis fósseis por biogás pode representar uma receita adicional que varia entre US\$0,59/MMBtu quando o biogás substitui o gás natural e US\$ 1,07/MMBtu quando o combustível substituído é o linhito. A receita correspondente às emissões evitadas de metano para a atmosfera, quando esta pode ser considerada nos projetos, é de US\$ 4,43/MMBtu.

Tabela 34 - Redução de emissões e receita que pode ser obtida com a recuperação de metano e a utilização do biogás em substituição aos combustíveis fósseis.

Atividade	Redução de emissões			Receita	
	tCO ₂ /TJ	tCO ₂ /MMBtu	tCO ₂ /1000m ³	US\$/MMBtu	US\$/1000m ³
Recuperação de metano	44,0	0,443	13,33	4,43	133,33
<i>Substituição de combustíveis</i>					
Gás natural	56,1	0,059	1,78	0,59	17,84
GLP	63,1	0,067	2,01	0,67	20,06
Gasolina	69,3	0,073	2,20	0,73	22,03
Diesel	74,1	0,078	2,36	0,78	23,56
Óleo combustível	77,4	0,082	2,46	0,82	24,61
Coque de petróleo	97,5	0,103	3,10	1,03	31,00
Antracito	98,3	0,104	3,13	1,04	31,25
Linhito	101,0	0,107	3,21	1,07	32,11
Eletricidade	0,232 tCO ₂ /MWh		0,62	US\$ 2,32/MWh	6,17

Fonte: Elaborado a partir de IPCC, 2006 e WORLD BANK, 2009.

Para a geração de eletricidade, esta redução de emissões é de 0,232 tCO₂/MWh (MCT, 2009), ou 0,62 tCO₂/1000 m³ de CH₄ (para uma eficiência de 30% do gerador). Esse fator de emissões utilizado nos projetos de MDL, conforme apresentado na Tabela 35, considera a média entre o fator de emissões da operação das térmicas do sistema elétrico que seriam acionadas na ausência do projeto (margem de operação – corresponde às emissões das usinas que operam na margem) e das usinas que seriam construídas na ausência do projeto (margem de construção – corresponde às emissões das usinas adicionadas mais recentemente ao sistema). Em termos econômicos, a utilização do biogás para a geração de eletricidade no Brasil pode resultar em uma receita adicional de cerca de US\$ 2,3/MWh gerado. Constata-se novamente que em termos de obtenção de créditos de carbono a captura e queima do metano resulta em uma receita substancialmente maior do que o aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica. Em projetos de captura de metano de aterros sanitários para a geração de energia elétrica, por exemplo, a geração de energia elétrica representa apenas entre 5 e 10% do total das reduções de emissões (ECOSECURITIES, 2004).

Tabela 35 - Fatores de emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (em tCO₂/MWh).

Parâmetro	2006	2007	2008	Média 2006-2008
Margem de operação (MO)	0,323	0,291	0,477	0,364
Margem de construção (MC)	0,081	0,078	0,146	0,102
Média (MO+MC)	0,202	0,184	0,311	0,232

Elaborado a partir de MCT, 2009.

Cabe destacar ainda que essa receita é significativamente menor do que a obtida em projetos de MDL de geração de energia renovável em países como China e Índia, que utilizam predominantemente combustíveis fósseis para a geração de eletricidade e, portanto, possuem fatores de emissão do sistema elétrico elevados.

4.1.2 Incentivos à geração de energia elétrica de fontes renováveis no Brasil

Diversos mecanismos de incentivo à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis foram instituídos no Brasil nos últimos anos. O primeiro mecanismo relevante foi o PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O programa previa inicialmente a instalação de 3300 MW de capacidade de fontes renováveis, igualmente distribuída entre as fontes eólica, biomassa e PCHs e garantia a compra da energia gerada a preços pré-estabelecidos. Embora o valor da energia proveniente da geração utilizando biogás fosse substancialmente mais elevado do que o das demais fontes de biomassa e das PCHs (Tabela 36), nenhuma usina a biogás contratou energia através do PROINFA (foram contratados 1.422,92 MW de usinas eólicas, 1.191,24 MW de PCHs e 685,24 MW de centrais a biomassa – ELETROBRAS, 2009).

Além do PROINFA, o Governo Federal tem procurado adequar a inserção das fontes alternativas renováveis às regras do Novo Modelo do Setor Elétrico, que resultou na existência de dois ambientes de contratação da energia, o ambiente de contratação regulada (ACR), em que os empreendimentos de geração contratam a energia com as distribuidoras através de leilões, e o ambiente de contratação livre (ACL), em que os geradores contratam a energia diretamente com os consumidores livres.

Tabela 36 - Preço de compra da energia dos empreendimentos do PROINFA.

Fonte	Fator de capacidade	Valor Econômico(R\$/MWh)	* Piso(R\$/MWh)
PCH		117,02	117,02 – 70% TMF
Eólica	FCR ≤ 32,4%	204,35	
	32,4% < FCR < 41,9%	Curva	150,45 – 90% TMF
	FCR ≥ 41,9%	180,18	
Biomassa			
Bagaço de Cana		93,77	83,58 – 50% TMF
Casca de Arroz		103,20	
Madeira		101,35	
Biogás de Aterro		169,08	

¹Tarifa Média Nacional de Fornecimento – TMF: R\$ 167,17/MWh
Fator de Capacidade de Referência – FCR.

²Base: 1º de março/2004.

Fonte: MME, 2009.

Assim, desde 2005 têm sido realizados leilões para compra e venda de energia elétrica, que têm contado com a participação de fontes alternativas renováveis. Estas, entretanto, ainda necessitam, por vezes, de condições especiais de comercialização, por não se mostrarem competitivas com as fontes convencionais. Nesse sentido, destaca-se a realização, em junho de 2007, do 1º Leilão de Compra de Energia Proveniente de Fontes Alternativas, que contratou 140 MW médios de empreendimentos à biomassa e PCHs a um preço médio de cerca de R\$ 140,00/MWh (CCEE, 2009). Neste leilão não houve a participação de empreendimentos de geração utilizando biogás. Apesar da ausência dessa fonte no PROINFA e no leilão de fontes alternativas, é importante ressaltar a participação do projeto de geração de eletricidade a partir do biogás do aterro São João, em São Paulo, no 2º Leilão de Energia Nova, através da comercialização de 10 MW médios a R\$ 132/MWh, valor bastante inferior ao proposto para esta fonte no PROINFA.

Além do modelo de comercialização no mercado regulado, por meio de leilões, as fontes eólica, PCHs e biomassa, caracterizadas no Decreto nº 5.163 de 2004, como geração distribuída, podem atender ao mercado dos agentes de distribuição, em até 10%, diretamente, por meio de contratos bilaterais, devendo esta contratação ser precedida de

chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Nota-se a criação de um ambiente especial para o desenvolvimento de um mercado para a geração distribuída com energias renováveis (MMA, 2008).

No Ambiente de Contratação Livre, o principal incentivo à geração de energia a partir do biogás consiste na possibilidade de comercialização de energia com os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW (Consumidores Especiais). Os empreendimentos que produzem energia elétrica a partir do biogás, além das demais fontes primárias incentivadas (outras formas de biomassa e das fontes solar, eólica e hidráulica enquadradas na modalidade de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) podem comercializar a sua energia com os consumidores especiais com redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) de pelo menos 50% (Lei nº 10.438 de 2002). Dessa forma, a geração de energia de fontes incentivadas possui exclusividade na comercialização de energia diretamente com os consumidores especiais com carga entre 500 e 3000 kW (a partir dessa carga, eles podem adquirir energia diretamente de qualquer fonte).

Esta redução das tarifas de transmissão e distribuição representa uma diferença para a compra de energia de fontes alternativas pelos consumidores especiais que varia entre R\$ 20,00/MWh e R\$ 60,00/MWh em relação à energia contratada junto às distribuidoras, constituindo um importante incentivo à geração de energia de fontes alternativas (EDP, 2008).

Adicionalmente, a resolução ANEEL n.º 271/2007 isenta de TUST e TUSD a produção e comercialização de energia elétrica a partir do biogás de aterros sanitários e biodigestores em usinas de até 30 MW, o que representa um benefício adicional para esta fonte em relação às demais fontes alternativas renováveis.

4.1.3 Linhas de crédito para empreendimentos de energias renováveis

Outro importante mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia é a possibilidade de financiamento de até 80% do valor do empreendimento com recursos do BNDES – Banco Nacional Desenvolvimento Econômico e Social, com taxas de juros iguais à taxa de juros de longo prazo (TJLP), atualmente de 6,25% ao ano, acrescida de uma remuneração de 0,9% ao ano. Esta taxa de juros pode resultar em um custo médio

ponderado do capital (CMPC ou WACC – *weight average capital cost*) bastante inferior ao custo no caso do financiamento exclusivamente com recursos próprios.

Tomando como exemplo um retorno esperado dos acionistas de 15% ao ano e imposto de renda (IR + CSLL) de 34% (Receita Federal, 2008), o financiamento de 80% do empreendimento com recursos do BNDES reduz o custo médio ponderado do capital, utilizado na análise dos investimentos, para 6,8% ao ano⁷. Para uma taxa de retorno do projeto de 10% ao ano, esse financiamento permite um retorno dos acionistas superior a 30% ao ano.

4.2 Iniciativas internacionais

As principais iniciativas internacionais para promover a recuperação e o aproveitamento do biogás estão sendo promovidas na União Européia e nos Estados Unidos. Porém, enquanto na União Européia a expansão das fontes renováveis de energia possui metas bem definidas e políticas específicas, com um maior envolvimento dos governos, nos Estados Unidos a atuação do governo ocorre principalmente através de programas voltados para auxiliar os empreendedores a desenvolver seus projetos de aproveitamento do biogás.

4.2.1 União Européia

A União Européia estabeleceu em 1997 uma meta de 12% de participação das energias renováveis em sua matriz energética em 2010, o dobro dos níveis da época. Desde então, embora a produção de energia renovável tenha aumentado em 55%, dificilmente a participação das energias renováveis passará de 10% em 2010. A principal razão apresentada, além dos custos mais elevados das energias renováveis, é a falta de uma política coerente e efetiva no bloco e uma visão de longo prazo (EC, 2007). Assim, a

⁷ O custo médio ponderado do capital (CMPC) é calculado pela expressão:

$$CMPC = \frac{r_D(1-T) \cdot D + r_{CP} \cdot CP}{CP + D}$$

onde r_D é a taxa de retorno do capital de terceiros, T é a taxa de impostos, D é o capital de terceiros, CP é o capital próprio e r_{CP} é a taxa de retorno do capital próprio.

Comissão Europeia propôs em 2007 uma nova meta de aumento da participação das energias renováveis para 20% em 2020, destacando a utilização de renováveis para a produção de eletricidade e aquecimento e a produção de biocombustíveis, com uma meta de participação destes de pelo menos 10% do consumo de combustíveis veiculares (ante uma meta de 5,75% para 2010).

As principais medidas para atingir esses objetivos incluem o livre acesso das energias renováveis ao mercado de eletricidade, medidas de incentivos fiscais e financeiros e esforços em pesquisa, desenvolvimento e demonstração. Outra medida que favorece o aproveitamento do biogás é a meta de reduzir a quantidade de matéria orgânica destinada aos aterros em 75%, aumentando assim a disponibilidade de matéria orgânica para a produção de biogás em plantas de digestão anaeróbica (EC, 1997).

Em relação à geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, além do livre acesso à rede, está prevista a garantia de compra da energia renovável a um preço no mínimo igual ao do custo evitado da eletricidade na rede de distribuição de baixa tensão acrescido de um prêmio que reflita os benefícios sociais e ambientais da energia renovável.

Os incentivos fiscais e financeiros incluem a flexibilidade de depreciação dos investimentos em fontes renováveis, taxas de financiamento menores, subsídios para a implementação de novos projetos e incentivos financeiros para a compra de equipamentos.

Na União Europeia, o biogás constitui o combustível obtido a partir da biomassa mais disseminado nos últimos anos, devido principalmente a medidas regulatórias elaboradas com o objetivo de ampliar a sua produção nos diversos setores econômicos envolvidos (TRICASE E LOMBARDI, 2009). A maior utilização de dejetos animais como material para a produção de biogás foi fortemente estimulada pelas novas diretivas para políticas energéticas, ambientais e agrícolas estabelecidas em diversas normas. A Regulação 1774/2002 estabelece os procedimentos para disposição e uso de subprodutos de origem animal (EC, 2002), bem como as normas temporárias e de implementação subsequentes, como a Regulação 810/2003 (padrões para o processamento de materiais categoria 3 e dejetos utilizados em plantas de biogás), 92/2005 (disposição e uso de subprodutos animais), 208 e 209/2006 e 185/2007 (padrões para plantas de biogás e compostagem e requisitos para dejetos), Diretiva 91/676/EEC relacionada à dispersão de nitratos, Diretivas 96/92 e 2001/77/EC relacionadas à promoção das fontes renováveis de energia

para a produção de energia elétrica. Os objetivos a serem atingidos são vários: a redução na poluição do ar e do solo relacionadas à disposição de resíduos, a produção de um adubo como subproduto (para fertirrigação ou húmus coloidal) e um aumento na produção de energia a partir de fontes renováveis, com a utilização de tecnologias simples já disponíveis.

Na Alemanha, a lei das fontes renováveis de energia (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG), promulgada no ano 2000, representou um importante avanço para o aproveitamento energético do biogás. A EEG estabelece que todo cidadão tem direito a montar uma pequena central de energia de fontes renováveis e as operadoras da rede elétrica do país são obrigadas a comprar o que for produzido, pagando tarifas preestabelecidas, que valem por 20 anos. Os valores variam de acordo com o tipo de energia, sendo mais altos para as fontes que custam mais e que precisam ser mais desenvolvidas. No caso do biogás, este valor é de cerca de R\$ 200/MWh (EEG, 2009).

Com relação à utilização do biogás como combustível veicular, cabe destacar o sucesso dos programas desenvolvidos na Suécia, onde o biogás possui uma participação superior à do gás natural no consumo energético do setor de transportes (PERSSON, 2007). As razões para esse sucesso devem-se à adoção de diversas políticas com o objetivo de disseminar o uso deste biocombustível (isenções de impostos, programas de investimento governamentais, estacionamento gratuito para veículos abastecidos com biogás, etc.) e o baixo custo da energia elétrica, que permitiu ao governo dedicar-se à promoção do uso do biogás como combustível veicular. Atualmente, o preço de mercado do biogás é de 20 a 30% inferior à gasolina em base energética. Entretanto, se considerados os custos de inovação e produção necessários para criar modelos especiais de veículos, o preço final não será tão vantajoso, especialmente para os veículos de uso particular. De fato, para estes o custo final do biogás será mais de 10% superior ao da gasolina, custo este que só será absorvido se o veículo percorrer uma distância anual de mais de 15000 km (LANTZ *et al.*, 2006).

4.2.2 Estados Unidos

Nos Estados Unidos o aproveitamento do biogás aumentou substancialmente a partir da promulgação das regras para aterros sanitários (“Landfill Rule”) no Clean Air Act (US

EPA, 1996), que passou a exigir a coleta e queima ou uso do metano em aterros com capacidade superior a 2,5 milhões de toneladas.

Além das limitações às emissões de metano, o governo desenvolve programas específicos para a recuperação e aproveitamento do metano. A Agência de Proteção Ambiental - EPA coordena a Parceria Metano para Mercados (Methane to Markets Partnership), iniciativa internacional que promove a recuperação de metano a baixo custo, assim como seu uso como fonte de energia limpa (US EPA, 2009). O objetivo da parceria é reduzir as emissões globais de metano a fim de incentivar o crescimento econômico, fortalecer a segurança energética, melhorar a qualidade do ar e a segurança industrial e diminuir as emissões de gases de efeito estufa.

A Agência também coordena dois programas específicos para o aproveitamento energético do biogás. O Programa de Recuperação do Metano de Aterros do EPA é um programa de parceria e assistência voluntária que promove o uso do gás de aterros como fonte de energia renovável. O programa trabalha com proprietários e operadores de aterros, organizações industriais, geradores e comercializadores de energia, órgãos estaduais, comunidades, usuários finais e demais envolvidos para ajudá-los a superar as barreiras existentes ao desenvolvimento de projetos de geração de energia a partir do biogás de aterros (US EPA, 2009).

O programa fornece um grande volume de informações para auxiliar no desenvolvimento e implementação de projetos de recuperação e aproveitamento do biogás de aterros sanitários, com destaque para as informações sobre a obtenção de recursos para os projetos e fornecedores de projetos e equipamentos.

Outro importante programa é o AgSTAR, uma iniciativa conjunta da Agência de Proteção Ambiental (EPA), do Departamento de Agricultura (USDA) e do Departamento de Energia (USDOE), elaborada para reduzir as emissões de metano no manejo de resíduos pecuários através da promoção do uso de sistemas de recuperação e aproveitamento do biogás. O programa fornece informações e ferramentas elaboradas para auxiliar os produtores na avaliação e implementação desses sistemas e no desenvolvimento dos projetos, incluindo informações sobre consultores e fornecedores de equipamentos, além de colaborar com programas federais e estaduais relacionados a energias renováveis, agricultura e meio ambiente (US EPA, 2009).

Além disso, reduções de impostos periódicas nos Estados Unidos representaram um importante incentivo econômico para a utilização do gás de aterros (como exemplo, destaca-se que quase 50 dos mais de 400 projetos nos Estados Unidos iniciaram em 1998, pouco antes das isenções de impostos federais expirarem). Uma pequena redução de impostos está novamente disponível para projetos de gás de aterros e outras fontes renováveis. Além disso, alguns estados também fornecem incentivos econômicos através da estrutura tributária ou créditos e títulos para energias renováveis. Outras medidas incluem a exigência de que uma parte da energia elétrica produzida seja produzida a partir de fontes renováveis, programas de energia verde (que permite aos consumidores escolherem os fornecedores de energia renovável), programas regionais para reduzir as emissões de gases do efeito estufa (Iniciativa Regional para Gases do Efeito Estufa dos Estados do Nordeste e um programa estadual na Califórnia) e mercados de carbono voluntários (como a Bolsa de Carbono de Chicago, com o comprometimento dos membros para reduzir as emissões de gases do efeito estufa).

4.3 Barreiras

As principais barreiras ao aproveitamento energético do biogás identificadas são apresentadas nesta seção. A análise das barreiras institucionais, técnicas e econômicas irá auxiliar, posteriormente, na identificação de possíveis medidas para promover o melhor aproveitamento do potencial energético do biogás no Brasil.

Nesse sentido, um estudo recente da Agência Internacional de Energia sobre a recuperação e uso do metano no setor energético (IEA, 2009) destaca a existência de barreiras legais e regulatórias relacionadas à propriedade do metano nos aterros e à obtenção do acesso à rede de energia elétrica para a comercialização da energia gerada em aterros e fazendas. O estudo também relata a ausência de uma agenda política compreensiva para a recuperação e uso do metano em diversos países. Conforme apresentado a seguir, este parece ser o caso do Brasil.

4.3.1 Gestão dos serviços de coleta e tratamento de resíduos sólidos e efluentes

Um dos fatores que pode ser considerado como sendo uma barreira ao aproveitamento do potencial energético do biogás em aterros e estações de tratamento de efluentes está relacionado à natureza dos agentes responsáveis pela gestão desses serviços. Conforme apresentado na Tabela 37, os órgãos públicos gestores do manejo de resíduos sólidos urbanos são predominantemente órgãos da administração direta, que representam 82,3% do total. Esta característica pode resultar em uma menor autonomia para estes órgãos e uma maior interferência nas questões relacionadas aos serviços de manejo de resíduos.

Tabela 37 - Natureza jurídica dos órgãos gestores do manejo de RSU segundo porte dos municípios selecionados.

Faixa populacional	Administração pública direta (%)	Autarquia (%)	Empresa pública (%)	Sociedade de economia mista com administração pública (%)
Até 30.000	20,3	0,0	0,0	0,0
30.000 a 100.000	20,3	1,0	0,0	0,0
100.001 a 250.000	19,8	2,1	1,0	1,0
250.001 a 1.000.000	18,2	3,1	3,1	2,1
1.000.000 a 3.000.000	3,1	1,6	1,0	0,5
Mais de 3.000.000	0,5	0,0	0,0	0,5
Total	82,3	7,8	5,2	4,2

Fonte: MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2009.

Enquanto a gestão dos serviços é predominantemente responsabilidade da administração pública direta, a operação dos aterros é realizada na maioria das vezes por empresas privadas (Tabela 38), o que em alguns casos pode resultar em um conflito de interesses entre os agentes nos projetos de aproveitamento de biogás.

Tabela 38 - Participação na operação das unidades de processamento de RSU por tipo de operador.

Tipo de unidade	Tipo de agente operador (%)		
	Prefeitura	Empresa privada	Consórcio intermunicipal
Aterro sanitário	34,8	60,9	4,3
Aterro industrial	33,3	66,7	0,0
Lixão	89,4	10,6	0,0

Fonte: MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2009.

Quando analisados os prestadores de serviços de tratamento de esgotos, constata-se uma situação bem diferente. Enquanto os prestadores de serviços de abrangência regional são em sua maioria sociedades de economia mista com administração pública, as empresas privadas predominam na prestação de serviços de abrangência regional e as autarquias representam a maior parcela dos prestadores locais (Tabela 39).

Tabela 39 - População atendida pelos prestadores de serviços publicados no SNIS em 2006, segundo natureza jurídico-administrativa e abrangência.

Natureza jurídico-administrativa	Regional		Microrregional		Local		Total	
	Pop. ¹	%	Pop. ¹	%	Pop. ¹	%	Pop. ¹	%
Administração pública direta	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	7,4	2,4	1,7
Autarquia	0,1	0,1	0,2	27,4	22,3	68,3	22,6	16,4
Empresa pública	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,8	0,6	0,4
Sociedade de economia mista com adm. Pública	94,3	91,0	0,0	0,0	3,1	9,5	98,0	71,2
Sociedade de economia mista com adm. Privada	8,3	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3	6,0
Empresa privada	1,0	1,0	0,6	72,6	4,2	13,0	5,8	4,2
Total	104,3	100,0	0,8	100,0	32,6	100,0	137,7	100,0

¹População em milhões de habitantes.

Fonte: MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2009.

Apesar de a natureza jurídico-administrativa dos prestadores de serviços de coleta e tratamento de esgotos permitir uma maior autonomia para a implementação de projetos de aproveitamento do biogás, a limitação de recursos financeiros tem direcionado os investimentos das empresas prioritariamente para a expansão dos serviços básicos, uma vez que o nível de atendimento da população por esses serviços ainda é baixo.

4.3.2 Barreiras econômicas e financeiras

Embora em muitos casos a taxa de retorno dos projetos de aproveitamento do biogás mostre-se atraente se comparada a de outros projetos de geração de energia elétrica, o mesmo pode não ocorrer quando esta é comparada às taxas de retorno do negócio principal das empresas envolvidas. Isto ocorre principalmente no caso das empresas responsáveis pelo manejo de resíduos sólidos e das indústrias que poderiam realizar o aproveitamento do biogás, como as de papel e celulose e de açúcar e álcool. Além da taxa de retorno dos projetos, deve-se destacar a competição pelo capital existente entre os projetos de recuperação e uso do biogás e os projetos que constituem o negócio principal das empresas envolvidas (IEA, 2009).

No projeto de MDL do aterro sanitário Lara em Mauá – SP, por exemplo, a taxa de retorno calculada para a recuperação do biogás e utilização para a geração de energia elétrica é de 12,5%, excluindo a receita com a venda de créditos de carbono. Os desenvolvedores do projeto consideram esta taxa de retorno baixa se comparada com a taxa de retorno dos títulos do governo brasileiro e com as expectativas de retornos superiores a 25% dos investidores em projetos de energia renovável ou de investidores industriais utilizando tecnologias similares em projetos com riscos técnicos e econômicos similares (UNFCCC, 2009b).

Situação similar pode ser verificada na indústria sucroalcooleira, onde o potencial de geração de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar ainda é subaproveitado, tanto pelo fato de a geração e comercialização de energia representar uma atividade pouco conhecida do setor, quanto pelas taxas de retorno significativamente mais elevadas obtidas nas atividades centrais dessa indústria.

Assim, apesar da possibilidade de obtenção de taxas de juros relativamente baixas para o financiamento dos projetos de aproveitamento de biogás, estes devem competir por

recursos com projetos de geração de energia de outras fontes alternativas renováveis e de fontes convencionais, outros projetos de infra-estrutura e diversos projetos industriais.

4.3.3 Baixo grau de coordenação entre os órgãos do governo para a definição de políticas e elaboração de programas

Enquanto nos Estados Unidos os programas de aproveitamento energético do biogás são coordenados pela Agência de Proteção Ambiental (USEPA), que disponibiliza um volume substancial de informações sobre o assunto e realiza o acompanhamento dos projetos, contando ainda com a participação dos departamentos de energia (US DOE) e agricultura (USDA), o mesmo não se verifica no Brasil.

O país não possui um programa específico para o aproveitamento do biogás, mas sim uma série de planos e iniciativas com pouca coordenação desenvolvidos por diferentes órgãos do governo. Isto pode ser constatado analisando os estudos e atividades realizadas por cada um destes órgãos. A Empresa de Pesquisa Energética - EPE, órgão do governo vinculado ao Ministério de Minas e Energia e responsável pelos estudos para subsidiar o planejamento do setor de energia no Brasil, apresenta no Plano Nacional de Energia uma projeção de instalação de 1300 MW de capacidade de geração de energia a partir de aterros sanitários até 2030 (EPE, 2007), sem contudo identificar as medidas necessárias para se atingir essa capacidade. O Ministério da Agricultura, por sua vez, identifica no Plano Nacional de Agroenergia os esforços em pesquisa, desenvolvimento e demonstração necessários para um melhor aproveitamento do biogás na agropecuária (MAPA, 2006). Além disso, a iniciativa internacional Metano para Mercados no Brasil está a cargo do Ministério de Ciência e Tecnologia, que também é responsável pela coordenação dos estudos e projetos relacionados às mudanças climáticas (MCT, 2009). Finalmente, o Ministério do Meio Ambiente apresentou recentemente o Plano Nacional de Mudanças Climáticas (MMA, 2008), que identifica um potencial significativo de redução de emissões de gases do efeito estufa através da captura e aproveitamento de metano, sem contudo propor ações específicas para esta questão.

Nesse contexto, o portal Biogás, iniciativa da Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo com a participação da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB), dedicado ao fomento da recuperação e uso energético do biogás, representa uma avanço significativo no sentido de consolidar informações para auxiliar o

desenvolvimento de projetos de biogás, nos moldes do portal dedicado ao metano do USEPA. Um dos destaques do portal Biogás é o programa para cálculo de geração de biogás e opções de uso energético, que permitem calcular o potencial de produção de biogás em projetos de aterros sanitários, tratamento de efluentes e resíduos rurais e avaliar a viabilidade técnica e econômica do aproveitamento energético do biogás considerando os diferentes usos possíveis do energético. O portal também apresenta um manual de capacitação em projetos de MDL para desenvolvedores de projetos, além de diversas publicações técnicas.

Com relação à formulação de políticas, apesar de a Lei nº 10.438 de 2002 que criou o PROINFA estabelecer uma meta de participação de 10% das fontes alternativas na geração de energia elétrica no país em um prazo de 20 anos, o programa parece ter sido abandonado em favor dos mecanismos instituídos para permitir a comercialização de energia de fontes alternativas de acordo com as regras do novo modelo do setor elétrico. Os países da União Européia, por sua vez, possuem uma política bem definida para as energias renováveis e os biocombustíveis, inclusive com metas estabelecidas para a participação destes na matriz energética.

4.4 Medidas para ampliar o aproveitamento energético do biogás no Brasil

Conforme discutido no decorrer deste capítulo, já existem diversos mecanismos de incentivo ao aproveitamento do biogás no Brasil, decorrentes tanto de políticas globais quanto locais. Considerando-se ainda o expressivo potencial de aproveitamento do energético que é viável técnica e economicamente (conforme apresentado no capítulo anterior), pode-se afirmar que uma parcela significativa deste potencial pode ser realizada sem a necessidade de incentivos econômicos adicionais aos já existentes.

A análise das barreiras identificadas e dos mecanismos implementados em outros países parece ser um ponto de partida razoável para a discussão de possíveis medidas que visem a um maior e melhor aproveitamento do potencial energético do biogás no Brasil.

Uma vez que o aproveitamento do biogás envolve questões de política energética, ambiental, agrícola e de desenvolvimento urbano, o ponto de partida para qualquer ação relacionada ao tema deve ser o diálogo entre os órgãos responsáveis por tais políticas. Como exemplo, pode-se citar o exemplo da Dinamarca, onde uma das principais razões

para o sucesso do Programa de Biogás, que resultou na instalação de mais de 20 plantas centralizadas de co-digestão, foi a coordenação entre os departamentos de energia, meio ambiente e agricultura (RAVEN e GREGERSEN, 2007).

Conforme apresentado anteriormente, a expansão do aproveitamento energético do biogás em diversos países da Europa e nos Estados Unidos foi resultado de uma legislação ambiental mais rigorosa em relação à coleta, tratamento e disposição de resíduos sólidos e efluentes líquidos. Nesse sentido, a Agência Internacional de Energia destaca a importância da melhoria do arcabouço regulatório relacionado a essas questões ambientais, especialmente nos países em desenvolvimento, para promover o aproveitamento energético do biogás (IEA, 2009).

No Brasil, a aprovação do Projeto de Lei n.º 630/2003 pode representar um importante avanço para as fontes alternativas renováveis de energia. O projeto prevê uma série de incentivos para essas fontes, incluindo a obrigatoriedade da contratação pelas distribuidoras de energia de montantes significativos de energia proveniente dessas fontes. No caso do aproveitamento energético do biogás, está prevista a remuneração da energia pelo Valor de Referência do Mercado Regulado acrescido de 20%, que em 2009 corresponderia a um valor de cerca de R\$ 180/MWh (CCEE, 2009).

O estabelecimento de metas claras também é necessário para a elaboração e o direcionamento das políticas. A partir dessa definição conjunta dos objetivos a serem alcançados pelas políticas, é necessário estabelecer as atribuições e responsabilidades de cada órgão.

A execução de um programa para o aproveitamento energético do biogás requer a interação entre os diversos agentes envolvidos de modo a facilitar e estimular a transferência de conhecimento. Cabe aos responsáveis pelo programa promover essa interação. Novamente, o programa dinamarquês serve como exemplo. Conforme RAVEN e GREGERSEN (2007), as autoridades da Dinamarca aplicaram uma abordagem *bottom-up* sempre que possível e estimularam a interação entre fazendeiros, pesquisadores, empresas de plantas de biogás (fornecedores e operadores) e autoridades públicas, que contribuiu para o estabelecimento de uma ampla rede social envolvida com o biogás e facilitar a transferência das inovações entre as plantas de biogás.

Considerando o estágio inicial do aproveitamento energético do biogás no Brasil, esforços coordenados em pesquisa, desenvolvimento e implementação e na disseminação do

conhecimento são necessários. O Plano Nacional de Agroenergia (MAPA, 2006) define como prioridades estratégicas em P&D: o desenvolvimento de estudos e modelos de biodigestores; a modelagem em sistemas de produção de biogás; a avaliação do uso do biofertilizante como adubo orgânico; o desenvolvimento de equipamentos para o aproveitamento do biogás como fonte de calor e para a geração de energia elétrica e sistemas de compressão, armazenamento e purificação do biogás. Nesse sentido, o caso do México constitui um bom exemplo de sucesso no desenvolvimento de sistemas de digestão anaeróbica adaptados às características locais específicas (IEA, 2009).

O acesso a informações sobre projetos de biogás e ferramentas para auxiliar na avaliação do potencial de produção e aproveitamento do biogás e da viabilidade econômica dos projetos, nos moldes das informações disponibilizadas pelo USEPA e pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo, também é de grande utilidade.

Resolvidas essas questões, os esforços devem ser direcionados para a viabilização dos projetos de aproveitamento do biogás. Conforme apresentado anteriormente, os agentes públicos e privados envolvidos nos serviços de coleta e tratamento de resíduos sólidos e efluentes apresentam objetivos e interesses bastante distintos. Nesses casos, uma das alternativas é o estímulo à participação de empresas com conhecimento do negócio de energia nos projetos de aproveitamento do biogás em aterros e estações de tratamento de efluentes, com a manutenção do foco das empresas de serviços de saneamento no seu negócio principal.

No caso dos aterros sanitários, a imposição de limitações às emissões de gases do efeito estufa (como é o caso da *Landfill Rule*, nos Estados Unidos) poderia inviabilizar a obtenção de créditos de carbono para os projetos de coleta de metano através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, uma vez que um dos critérios para a aprovação dos projetos é o da adicionalidade, ou seja, que as reduções de emissões decorrentes dos projetos sejam adicionais ao que ocorreria na ausência do MDL (UNFCCC, 2009). Nesse sentido, estabelecer como requisito à aprovação de um projeto de MDL de coleta e queima de metano a apresentação de alternativas para o aproveitamento energético do biogás parece ser uma alternativa mais factível.

Para o melhor aproveitamento do biogás produzido a partir de resíduos da pecuária, deve-se avaliar a possibilidade de conexão das propriedades rurais à rede de distribuição de energia. A produção de energia em um sistema em paralelo permite ao gerador operar

a uma potência constante e independentemente da demanda da fazenda, que adquire energia quando a produção é menor do que o consumo e vende energia quando a produção é maior (US EPA, 2008). Nesse sentido, cabe destacar a iniciativa da comissão regulatória de energia dos Estados Unidos (FERC), que propôs procedimentos expressos para pequenos geradores (até 20 MW), que incluem fazendas comerciais com aproveitamento do biogás para a geração de eletricidade. Ainda, para os geradores com capacidade de até 2 MW utilizando equipamentos pré-certificados, a FERC propôs procedimentos “super-expressos” que evitam a necessidade de custosos estudos para a conexão (US EPA, 2008). Ainda, considerando a elevada concentração da produção de suínos e da pecuária leiteira em determinadas regiões do Brasil, faz-se necessário avaliar a possibilidade de instalação de plantas centralizadas de digestão anaeróbica nessas, que permitem um expressivo aumento da escala de produção de energia e, por extensão, uma redução dos custos unitários de produção, além da possibilidade de co-digestão de diferentes resíduos orgânicos.

4.5 Considerações finais

Neste capítulo, foram apresentados os principais mecanismos de incentivo e as barreiras existentes ao aproveitamento do biogás no Brasil e no mundo. Conforme destacado, os mecanismos cooperativos para a mitigação das emissões de gases do efeito estufa instituídos a partir do Protocolo de Quioto, em especial o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo para os países em desenvolvimento, constituem o principal mecanismo de incentivo à recuperação e aproveitamento do biogás de abrangência global.

No Brasil, embora exista um arcabouço regulatório favorável à geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas, que inclui incentivos financeiros para a comercialização de energia dessas fontes no Ambiente de Contratação Livre e linhas de crédito especiais para projetos de energias renováveis, o aproveitamento energético do biogás ainda é incipiente.

A análise das iniciativas existentes em outros países para promover o aproveitamento do biogás, especialmente na Europa e nos Estados Unidos, contribui para melhor compreender as razões do subaproveitamento do energético no Brasil. Enquanto a União Européia possui metas bem definidas e políticas específicas para ampliar a participação das fontes renováveis de energia na matriz energética, os Estados Unidos incentiva o

aproveitamento energético do biogás disponibilizando um amplo conjunto de informações aos empreendedores e estimulando a sua participação nos projetos. Cabe destacar que tanto na União Européia quanto nos Estados Unidos a existência de uma legislação ambiental mais restritiva em relação ao tratamento e disposição de resíduos sólidos urbanos e agropecuários e efluentes líquidos, bem como das emissões de metano foram fundamentais para a expansão do aproveitamento energético do biogás.

Dentre as barreiras ao aproveitamento do biogás no Brasil destacam-se: (i) o baixo grau de coordenação entre os diversos órgãos governamentais envolvidos para a definição de políticas e elaboração de programas; (ii) as taxas de retorno dos projetos de aproveitamento energético do biogás, muitas vezes inferiores às do negócio principal dos agentes envolvidos (além da competição pelos recursos financeiros); e (iii) a divergência de interesses na gestão dos serviços de coleta e tratamento de resíduos e efluentes.

Assim, o efetivo aproveitamento energético do biogás requer, inicialmente, o estabelecimento de metas claras para a elaboração e direcionamento das políticas, além da coordenação entre os órgãos responsáveis pelas políticas energéticas, ambientais, agrícolas e de desenvolvimento urbano para a definição das atribuições de cada um. É necessário também promover a interação entre os diversos agentes envolvidos e facilitar e estimular a transferência de conhecimento, além dos esforços coordenados em pesquisa, desenvolvimento e implementação. O estímulo à entrada de novos agentes, especialmente aqueles com conhecimento do negócio de energia, também pode ser uma alternativa para viabilizar os projetos de aproveitamento do biogás.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

As crescentes restrições ambientais ao lançamento de efluentes, à disposição de resíduos sólidos e às emissões de gases do efeito estufa, bem como questões relacionadas à segurança energética e o interesse em promover as fontes renováveis de energia, têm contribuído para a crescente utilização dos processos de digestão anaeróbica e o aproveitamento energético do biogás resultante desses processos.

Dentre as aplicações da digestão anaeróbica, destacam-se o tratamento de efluentes domésticos e industriais com elevada concentração de matéria orgânica e o tratamento de resíduos sólidos urbanos e agropecuários. O biogás produzido pode ser utilizado em praticamente todas as aplicações desenvolvidas para o gás natural, como a produção de calor e/ou eletricidade e o uso como combustível veicular, sendo necessários diferentes níveis de tratamento do biogás de acordo com a aplicação pretendida.

No Brasil, o fato de a população encontrar-se concentrada em grandes centros urbanos contribui para o significativo potencial de produção de biogás em aterros sanitários e estações de tratamento de efluentes. Nos aterros sanitários, o potencial de produção de metano pode chegar a 15,8 milhões de m³/dia, enquanto nas estações de tratamento de efluentes este potencial é de até 7,3 milhões de m³/dia, considerando a universalização dos serviços de coleta e tratamento de efluentes e disposição dos resíduos sólidos urbanos.

A expressiva produção agropecuária e agroindustrial brasileira, por sua vez, resulta em um expressivo potencial de produção de biogás a partir de resíduos agropecuários e efluentes agroindustriais. Enquanto os resíduos agropecuários resultam em um potencial de produção de metano de 66,3 milhões de m³/dia, os efluentes industriais representam um potencial de 12,7 milhões de m³/dia.

Este potencial de produção de biogás no Brasil, superior a 100 milhões de m³ de metano/dia, entretanto, deve ser avaliado de maneira conservadora. Além das dificuldades do aproveitamento do biogás da pecuária extensiva, que representa mais da metade deste potencial, destacam-se principalmente os baixos índices de coleta e tratamento de efluentes domésticos.

Quando analisada a viabilidade econômica dos projetos de aproveitamento energético do biogás, a escala do projeto e a forma de utilização do biogás constituem fatores decisivos.

Em estações de tratamento de efluentes e aterros sanitários, os projetos de aproveitamento do biogás para geração de eletricidade são geralmente viáveis quando a população atendida pelos mesmos é de pelo menos 200.000 habitantes, sendo este limite menor quando é possível o aproveitamento do calor ou quando são utilizados processos anaeróbicos para o tratamento dos efluentes. Considerando os principais aterros sanitários existentes no Brasil, o potencial econômico de recuperação de metano nesses sítios é de 3,8 milhões de m³/dia, que podem resultar na produção de mais de 400 MWmed de energia elétrica.

Em fazendas de suínos ou de pecuária leiteira, a escala mínima de produção que torna o aproveitamento energético do biogás viável corresponde a 5000 e 1000 animais, respectivamente. No tratamento de efluentes industriais, os projetos de aproveitamento energético do biogás dependem das características específicas de cada indústria, mas, de modo análogo ao utilizado para o tratamento de efluentes domésticos, a utilização do biogás para a geração de eletricidade requer uma capacidade mínima de 0,5 MW.

Além da viabilidade do aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica, os resultados apresentados neste trabalho indicam que o biogás é bastante competitivo em relação aos principais combustíveis utilizados na indústria, como o gás natural, óleo combustível e GLP, o que reforça a importância de avaliar a possibilidade dessa aplicação nos projetos de aproveitamento do biogás. A utilização do biogás como combustível veicular também pode mostrar-se uma alternativa viável, mesmo considerando a necessidade do tratamento do biogás para essa finalidade.

Embora diversos mecanismos favoreçam o aproveitamento energético do biogás, como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo em nível global e a redução das tarifas de transmissão e distribuição de energia elétrica e as linhas de crédito para os empreendimentos de geração de eletricidade a partir fontes renováveis no Brasil, diversas barreiras dificultam a efetiva inserção do biogás na matriz energética brasileira.

Dentre as barreiras analisadas neste trabalho, destacam-se: o baixo grau de coordenação entre os órgãos responsáveis pela elaboração de políticas ambientais, energéticas, agrícolas e urbanas; os interesses diversos dos agentes envolvidos nos serviços de coleta e tratamento de efluentes e resíduos sólidos, bem como a falta de conhecimento e interesse destes no negócio de energia, e; a percepção por parte dos agentes de uma relação risco-retorno inferior nos projetos de aproveitamento energético do biogás.

Nesse contexto, o efetivo aproveitamento do potencial energético do biogás identificado neste trabalho requer, inicialmente, uma melhor interação entre os órgãos responsáveis pela formulação e implementação de políticas, os agentes envolvidos na prestação de serviços de coleta e tratamento de efluentes e resíduos, indústrias e produtores rurais, universidades e centros de pesquisa, empresas do setor de energia, dentre outros. A transferência de conhecimento e informação deve ser estimulada, bem como esforços coordenados em pesquisa, desenvolvimento e demonstração de novas tecnologias e o aperfeiçoamento das já existentes.

O aumento das restrições ambientais pode favorecer a produção e o aproveitamento do potencial energético do biogás. A exigência do uso do biogás como fonte de energia nos projetos de MDL de recuperação de metano em aterros sanitários, por exemplo, pode favorecer o aproveitamento energético do biogás sem, entretanto, prejudicar a obtenção dos créditos de carbono da parcela referente à recuperação do metano.

Para proporcionar o melhor aproveitamento do potencial de produção de biogás a partir de resíduos agropecuários, deve ser analisada também a possibilidade de implementação de plantas de digestão anaeróbica centralizadas, de maior escala e aptas a utilizar diferentes tipos de resíduos.

Finalmente, o estímulo à entrada de novos agentes, especialmente aqueles com conhecimento do negócio de energia, também pode ser uma alternativa para viabilizar os projetos de aproveitamento do biogás.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE, 2008, **Mercado cativo: vantagens e atratividade para venda de energia em leilões regulados.** Disponível em: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/forumce20080325/Luiz_Carlos_Guimaraes_ABRADEE.pdf> Acesso em dezembro de 2008.

ANEEL, 2009, **Banco de Informações de Geração.** Disponível em <www.aneel.org.br> Acesso em setembro de 2009.

ANP, 2009, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2009. **Disponível em:** <http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2009.asp> Acesso em setembro de 2009.

AUSTRIAN FEDERAL GOVERNMENT, 2001, **Third National Climate Report of the Austrian Federal Government.** Viena, Áustria.

BNDES, 2009. Disponível em: <www.bndes.gov.br> Acesso em julho de 2009.

BRAUN, R., 2002. **Potential of co-digestion: limits and merits.** Disponível em: <www.novaenergie.ch>. Acesso em julho de 2008.

BRAUN, R., WELLINGER, A., 2003, "Potential of co-digestion". **IEA Bioenergy, Task 37 – Energy from Biogas and Landfill Gas.** Disponível em: <www.IEA-Biogas.net> Acesso em julho de 2008.

BREALEY, R. A., MYERS, S. C., ALLEN, F., 2005, **Principles of Corporate Finance**, 8 ed. McGraw-Hill, Nova Iorque.

BROWN, B.B., YIRIDOE, E.K., GORDON, R., 2007. Impact of single versus multiple policy options on the economic feasibility of biogas energy production: swine and dairy operations in Nova Scotia. **Energy Policy**, v. 35, pp. 4597–4610.

BURNLEY, S., 2001, "The impact of the European landfill directive on waste management in the United Kingdom". **Resources, Conservation and Recycling**, v. 32, pp. 349-358.

CCEE, 2009. Disponível em <ccee.org.br> Acesso em julho de 2009.

CEDAE, 2009. Disponível em <www.cedae.com.br> Acesso em julho de 2009.

CETESB, 2009. Disponível em: <www.cetesb.sp.gov.br/biogas/default.asp> Acesso em julho de 2009.

- COPASA, 2009. Disponível em <www.copasa.com.br> Acesso em julho de 2009.
- DEDINI, 2004, A indústria brasileira das produtoras de biocombustíveis, 1º Fórum Brasil-Alemanha de Biocombustíveis. São Paulo. Apresentação. Disponível em: <www.ahk.org.br/inwent/pdf/Jos%E9%20Luiz%20Oliv%E9rio.ppt> Acesso em maio de 2009.
- DOORN, M. R. J., STRAIT, R., BARNARD, W., EKLUND, B., 1997. **Estimate of Global Greenhouse Gas Emissions from Industrial and Domestic Wastewater Treatment**. Preparado para USEPA, Research Triangle Park, NC, Estados Unidos.
- EC (The European Commission), 1997, **Energy for the future: Renewable sources of energy** – White Paper for a Community strategy and action plan, COM (97) 599.
- EC (The European Commission), 2007, **Renewable Energy Road Map** - Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future, COM (2006) 848.
- ECOSECURITIES LTD, 2004, **NovaGerar Landfill Gas to Energy Project Design Document**. Disponível em: <www.unfccc.int>
- EEG, 2009. Disponível em: <<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42934/40508/>> Acesso em outubro de 2009.
- ELETROBRAS, 2008. Disponível em: <www.eletrobras.com.br> Acesso em outubro de 2008.
- EPE, 2007, **Plano Nacional de Energia – PNE 2030**, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro. Disponível em: <www.epe.gov.br> Acesso em março de 2009.
- EPE, 2008, **Balanco Energético Nacional 2008: Ano base 2007 - Relatório final**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro. Disponível em: <www.epe.gov.br> Acesso em outubro de 2008.
- FEACHEM, R.G., BRADLEY, D.J., GARELECK H., MARA D. D., 1983, **Sanitation and Disease – Health Aspects of Excreta and Wastewater Management**, World Bank, John Wiley & Sons, USA.
- GRANATO, E. F., 2003, **Geração de energia através da biodigestão anaeróbica da vinhaça**. Dissertação de mestrado, UNESP, Bauru, SP, Brasil.

HENZE, M., HARREMOES, P., JANSEN, J., ARVIN, E., 1997, **Biological and Chemical Processes**, 2 ed. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, p. 27.

IBGE, 2002, **Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/condicaodevida/pnsb/pnsb.pdf>> Acesso em julho de 2008.

IBGE, 2004, **Pesquisa Industrial 2004**. Rio de Janeiro, v. 23, n. 2, pp.1-174.

IBGE, 2007, **Contagem da População 2007**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/contagem2007/contagem.pdf>> Acesso em junho de 2008.

IBGE, 2008, **Produção da Pecuária Municipal 2007**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/ppm/2007/ppm2007.pdf>> Acesso em julho de 2008.

IEA BIOENERGY, 2009, **Bioenergy – A sustainable and reliable energy source**. IEA Bioenergy. Disponível em: <www.ieabioenergy.com> Acesso em setembro de 2009.

IEA, 2005, **Biogas production and utilisation**, Disponível em <www.novaenergie.ch> Acesso em maio de 2008.

IEA, 2006. **Renewables Information 2006**. Paris, IEA.

IEA, 2009, **Energy Sector Methane Recovery and Use – The Importance of Policy**. 44 pp. Paris, IEA.

IPCC, 2006, **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, v. 5: Waste. Japão, IGES.

IPCC, 2007, Summary for Policymakers. In: **Climate Change 2007: Mitigation**. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Cambridge University Press.

JONSSON, O., 2004, **Biogas upgrading and use as transport fuel**. Disponível em <www.biogasmx.eu> Acesso em julho de 2008.

KAPDI, S.S; VIJAY, V.K; RAJESH, S.K; PRASAD R., 2005, "Biogas scrubbing, compression and storage: perspective and prospectus in Indian context". **Renewable Energy**, v. 30, pp. 1195–1202.

KLASS, D. L., 1998, **Biomass for Renewable Energy, Fuels and Chemicals**. San Diego, Academic Press.

KRONA, 2009, Fundamentos sobre gases combustíveis, disponível em <www.krona.srv.br> Acesso em dezembro de 2009.

LAMONICA H. M., 2006, "Potencial de geração de excedentes de energia elétrica com o biogás produzido a partir da biodigestão da vinhaça na indústria sucro-alcooleira brasileira", **Anais do 6º Encontro de Energia no Meio Rural**. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022006000200027&lng=es&nrm=abn> Acesso em setembro de 2008.

LANTZ, M., SVESSON, M., BJÖRNSSON L., BJÖRNSSON, P., 2006, "The prospects for an expansion of biogas systems in Sweden-Incentives, barriers and potentials", **Energy Policy**, v. 35, pp. 1830–1843.

MAPA, 2006, **Plano Nacional de Agroenergia 2006-2011**. Disponível em: <www.agricultura.gov.br> Acesso em março de 2009.

MATIAS, J. C. O., DEVEZAS, T. C., 2007, "Consumption dynamics of primary-energy sources: The century of alternative energies". **Applied Energy**, v. 84, pp. 763–770.

MCT, 2009, Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil. Disponível em: <www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html> Acesso em setembro de 2009.

METCALF & EDDY. INC., 2003. **Wastewater Engineering treatment Disposal Reuse**. 4. ed. New York, McGraw - Hill Book, 1815p.

MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2008. **Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: diagnóstico dos serviços de água e esgotos – 2007**. Brasília, MCIDADES.SNSA, 232 p.

MMA, 2008, PLANO NACIONAL SOBRE MUDANÇA DO CLIMA - PNMC. Versão para Consulta Pública. Disponível em:

<www.mma.gov.br/estruturas/169/_arquivos/169_29092008073244.pdf> Acesso em março de 2009.

MME, 2009, Proinfra. <Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfra>> Acesso em abril de 2009.

MURPHY, J. D., MCKEOGH, E., KIELY, G, 2004, “Technical/economic/environmental analysis of biogas utilisation”, **Applied Energy**, v. 77, pp. 407-427.

PERSSON, M. 2007 **Biogas upgrading and utilization as vehicle fuel**. European Biogas Workshop. The Future of Biogas in Europe III. Disponível em: <http://www.ramiran.net/doc07/Biogas%20III/Margareta_Persson.pdf> Acesso em abril de 2008.

PERSSON, M., JÖNSSON, O., WELLINGER, A., 2006. **Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection**. IEA Bioenergy, Task 37 – Energy from Biogas and Landfill Gas.

PORTAL EXAME, 2009. Disponível em <<http://portalexame.abril.com.br/ae/financas/m0139436.html>> Acesso em março de 2009.

RAJESHWARI, K.V., BALAKRISHNAN, M., KANSAL, A., KUSUM, L. AND KISHORE, V.V.N., 2000, “State-of-the-art of anaerobic digestion technology for industrial wastewater treatment”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 4, pp.135–156.

RAVEN, R.P.J.M., GREGERSEN, K. H., 2007, “Biogas plants in Denmark: successes and setbacks”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 11, pp. 116-132.

RECEITA FEDERAL, 2009. Disponível em <www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas> Acesso em maio de 2009.

ROSENWINKEL, K. H., Ute AUSTERMANN-HAUN, U., MEYER, H., 2005, “Industrial Wastewater Sources and Treatment Strategies”. **Environmental Biotechnology**, Wiley-VCH, Weinheim, Alemanha.

SABESP, 2008, **Geração de energia em Pequenas Centrais Hidro e Termoelétricas na Sabesp**. Disponível em: <www.osun.org/sabesp-ppt.html> Acesso em julho de 2009

SABESP, 2009. Disponível em <www.sabesp.com.br> Acesso em julho de 2009.

SECRETARIA DE ESTADO DA AGRICULTURA E DESENVOLVIMENTO RURAL DE SANTA CATARINA, 2003. **Levantamento Agropecuário de Santa Catarina 2002-2003**. Disponível em <www.agricultura.sc.gov.br> Acesso em março de 2009.

SMIL, V., 2002, "Energy Resources and Uses: A Global Primer for the Twenty-First Century". **Current History**, v. 101, n. 653 (Mar.), pp. 126-132.

THOMPSON, G., SWAIN, J., M. KAY, FORSTER, C. F., 2001, "The treatment of pulp and paper mill effluent: a review", **Bioresource Technology**, v. 77, pp. 275-286.

TRICASE, C., LOMBARDI, M., 2009, "State of the art and prospects of Italian biogas production from animal sewage: Technical-economic considerations". **Renewable Energy**, v. 34 pp., 477-485.

UNEP RISOE, 2002, **Clean Development Mechanism**, 32 p. Dinamarca. Disponível em: <<http://uneprisoe.org/CDMCapacityDev/CDMintro.pdf>> Acesso em maio de 2008.

UNEP RISOE, 2009, **CDM/JI Pipeline Analysis and Database**, October 1st 2009. Disponível em: <<http://cdmpipeline.org/>> Acesso em outubro de 2009.

UNFCCC, 2009a, United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em <www.unfccc.int> Acesso em maio de 2009.

UNFCCC, 2009b. **Landfill Gas to Energy Project at Lara Landfill, Mauá, Brazil**. Disponível em: <www.unfccc.int> Acesso em maio de 2009.

US EPA, 2008. **AgSTAR Handbook and Software**. Disponível em: <www.epa.gov/agstar/pdf/handbook/full_pdf.pdf> Acesso em abril de 2008.

US EPA, 2009. Disponível em: <www.epa.gov/methane/> Acesso em março de 2009.

US EPA. U.S. **Methane Emissions 1990-2020: Inventories, Projections, and Opportunities for Reductions**. Washington, US EPA: 1999.

USEPA, 2007. **Opportunities for and Benefits of Combined Heat and Power at Wastewater Treatment Facilities**. Disponível em: <www.epa.gov/CHP/markets/wastewater.html> Acesso em outubro de 2008.

WILLUMSEN H., 2003, "Experience with landfill gas recovery plants". **Renewable Energy**.

WINROCK INTERNATIONAL, 2008, **Training manual on biodigestion**. Disponível em <www.winrock.org.br> Acesso em abril de 2008.

WORLD BANK, 2009, State and Trends of the Carbon Market 2009, Disponível em: <http://wbcarbonfinance.org/docs/State___Trends_of_the_Carbon_Market_2009-FINAL_26_May09.pdf> Acesso em setembro de 2009.

WRAP, 2006, “Environmental benefits of recycling, an international review of life cycle comparisons for key materials in the UK recycling sector”. **Waste and Resources Action Program**, WRAP, Banbury, Oxfordshire, Inglaterra.