

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DOUGLAS WINCK

**BIOMASSA:
UMA ALTERNATIVA NA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Porto Alegre

2012

DOUGLAS WINCK

**BIOMASSA:
UMA ALTERNATIVA NA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2012

DOUGLAS WINCK

**BIOMASSA:
UMA ALTERNATIVA NA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

MSc. Carlos Sonier Cardoso do Nascimento

Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, junho de 2012.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, meus maiores exemplos de vida, por todo o amor e apoio dedicados a mim durante a minha vida.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar aos meus pais, João e Loni, por tudo que fizeram por mim até hoje. O amor, o apoio e a paciência incondicionais de ambos foram fundamentais para eu chegar até aqui.

A todos os meus colegas de curso, especialmente aos meus amigos Charles, Rodrigo, Otto, Sílvio, Renan, Cássio, Caio, Diego, Igor, Lukas e Taís, pelas experiências que tivemos, pelo companheirismo, pelo apoio nos mais diversos momentos e pela amizade e todo o aprendizado que a mesma gerou.

Ao professor Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro pela orientação e conselhos e também a professora Gladis Bordin pela disposição em auxiliar nas dúvidas do projeto e pelo fornecimento de material de pesquisa.

Ao senhor Carlos Edelweiss e ao engenheiro Guilherme Cabral pelas informações que foram fundamentais para este trabalho ser realizado.

A UFRGS pelo ensino público de qualidade e gratuito.

RESUMO

Atualmente existe uma preocupação geral com a poluição e com o crescimento de produção de energia elétrica e, por isso, as fontes alternativas de energia estão ganhando cada vez mais destaque por atender estes dois quesitos e a biomassa surge como uma das opções. Dentre as tecnologias para a cogeração de energia elétrica, de potências abaixo de 1 MW, através do biogás destacam-se os motores a combustão interna, modelo utilizado para o estudo de caso do fictício biodigestor implementado no município de Capitão. Ainda sobre este estudo, foi feita uma avaliação de viabilidade econômica levando-se em consideração os ganhos com a venda de energia elétrica e os custos de implantação, manutenção e transporte dos dejetos dos suínos, além de ser feita uma comparação com outras fontes alternativas de energia como a solar e eólica.

Palavras-chaves: Biomassa. Biodigestor. Suinocultura. Motor a combustão interna. Capitão, no RS.

ABSTRACT

Currently there is a general concern about pollution and the growing electric power production and, therefore, alternative sources of energy are gaining more prominence for answering these two questions and biomass emerges as one of the options. Among the technologies for cogeneration of electricity, the power below 1 MW, through biogas stands out the internal combustion engines, model used for the case study implemented in the Capitão's fictional biodigester. Still on this study, we conducted an evaluation of economic viability, taking into account the gains from the sale of electric energy and deployment costs, maintenance and transportation of dejections of pigs, and be compared with other alternative sources of energy such as solar and wind.

Keywords: Biomass. Biodigester. Hogs. Internal combustion engine. Capitão, on RS.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	EXPOSIÇÃO DO ASSUNTO	14
1.2	OBJETIVO.....	15
1.3	ESTRUTURA DO PROJETO	15
2	QUESTÃO AMBIENTAL	17
2.1	POLUIÇÃO DO AR	18
2.1.1	Mecanismo de desenvolvimento limpo	21
2.2	POLUIÇÃO DA ÁGUA.....	23
2.3	CONTAMINAÇÃO DO SOLO.....	23
3	BIOMASSA	25
3.1	DEJETO DE PORCO COMO FONTE DE BIOMASSA.....	27
3.2	BIOGÁS.....	30
3.3	BIODIGESTORES	31
3.3.1	Breve histórico dos biodigestores	32
3.3.2	Modelos de biodigestores	34
3.4	EXEMPLOS DE PROJETOS DE USO DE BIOENERGIA EM OUTROS PAÍSES.....	35
3.4.1	Finlândia.....	36
3.4.2	Suécia	37
3.4.3	Dinamarca	37
3.4.4	Estados Unidos da América	39
4	CONVERSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	41
4.1	TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	41
4.1.1	Turbinas a gás.....	42
4.1.2	Turbinas a vapor	44
4.1.3	Ciclo combinado	46
4.1.4	Motor alternativo de combustão interna.....	47
4.1.5	Célula combustível.....	49
4.1.6	Micro-turbinas	50
4.2	PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE ATRAVÉS DA BIOMASSA.....	52
4.2.1	Produção de eletricidade utilizando a combustão da biomassa	52
4.2.2	Produção de eletricidade que emprega combustível derivado da biomassa	53
4.2.3	Produção de eletricidade usando a gaseificação da biomassa integrada a	
motores de combustão interna.....		54
4.2.4	Produção de eletricidade por meio do emprego da pirólise da biomassa	55
4.2.5	Produção de eletricidade através de células a combustível	55
5	ASPECTOS DA LEGISLAÇÃO	57
5.1	CO-GERADOR QUALIFICADO	58
5.2	PROINFA	61
5.3	BARREIRAS REGULATÓRIAS	63
6	ESTUDO DE CASO	66
6.1	PREMISSAS INICIAIS	67

6.2	VIABILIDADE ECONÔMICA.....	67
6.2.1	Retorno monetário.....	67
6.2.2	Investimento inicial do projeto.....	68
6.2.3	Gastos em manutenção, mão de obra e transporte	68
6.2.4	Tarifas e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão	69
6.2.5	VPL	71
6.2.6	TIR	72
6.2.7	Payback	73
6.3	DADOS TÉCNICOS.....	73
6.3.1	Produção de metano	73
6.3.2	Produção de eletricidade.....	74
6.3.3	Decisões de projeto	75
6.4	ANÁLISE ECONÔMICA	76
6.5	COMPARAÇÃO COM OUTRAS TECNOLOGIAS.....	79
7	CONCLUSÃO.....	80
8	REFERÊNCIAS	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Usinas termoelétricas em operação e potência instalada por estado – situação em setembro de 2003.	26
Figura 2 - Processo completo de um biodigestor.	32
Figura 3 – Principais partes de uma turbina a gás.	43
Figura 4 – Esquema de uma turbina a vapor.	45
Figura 5 – Grupo gerador com motor a combustão.	48
Figura 6 – Princípio de funcionamento de uma célula a combustível.	50
Figura 7 – Diagrama das principais partes de uma microturbina.	51
Figura 8 – Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa.	56
Figura 9– Relação entre <i>EtEc</i> e eficiência de geração elétrica para sistemas de co-geração.	59
Figura 10– Municípios do vale do Taquari.	66
Figura 11 - Volkswagen 17.180 TB-IC(E)4X2.	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Participação dos rebanhos brasileiros no total mundial (mil cabeças)	20
Tabela 2 – Cálculo da emissão anual de metano originário de dejetos da exploração pecuária, segundo espécies, em mil toneladas anuais	20
Tabela 3 – Consumo mundial de energia primária (1995 – MtEP).....	26
Tabela 4 – Fator de produção animal de esterco e biogás	27
Tabela 5 – Produção de esterco considerada, bovinos, suínos e frangos abatidos, bovinos estabulados e vacas leiteiras	28
Tabela 6 – Principais rebanho e produção de esterco efetivos em 31.12.2006.....	29
Tabela 7 – Requisitos de desempenho da qualificação de co-geradores para as principais tecnologias [40]	60
Tabela 8 – Valores de conversão energética para diferentes tipos de efluentes.....	74
Tabela 9 – Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia	79

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa

CER – Certificado de Energia Renovável

CFC – Clorofluorcarboneto

DBO – Demanda Bioquímica de Oxigênio

DSR – Demanda Suplementar de Reserva

EPRI – Edson Power Research Institute

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

GEE – Gases de Efeito Estufa

GNV – Gás Natural Veicular

MAE – Mercado Atacadista Energia elétrica

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MtEP – Milhões de toneladas equivalentes de petróleo

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PBE – Payback Econômico

PBS – Payback Simples

PCI – Poder Calorífico Inferior

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

RBC – Relação Benefício–Custo

RS – Rio Grande do Sul

Tep – Tonelada Equivalente de Petróleo

TG – Turbina a gás

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

TV – Turbina a vapor

VPL – Valor Presente Líquido

1 INTRODUÇÃO

A energia, nas suas mais diversas formas, é indispensável à sobrevivência da espécie humana. E mais do que sobreviver, o homem procurou sempre evoluir, descobrindo fontes e maneiras alternativas de adaptação ao ambiente em que vive e de atendimento às suas necessidades. Dessa forma, a exaustão, a escassez ou a inconveniência de um dado recurso tendem a ser compensadas pelo surgimento de outro(s). Em termos de suprimento energético, a eletricidade se tornou uma das formas mais versáteis e convenientes de energia, passando a ser recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de muitos países e regiões [1].

Atualmente no planeta Terra, presencia-se o seguinte panorama: há uma crescente demanda de matérias primas e energia e, ao mesmo tempo, tem-se um crescente aumento de problemas ambientais como a poluição, desmatamento, a extinção de espécies, etc.

A partir desta situação, várias alternativas estão sendo estudadas para sanar um dos problemas sem aumentar o outro ou, na melhor das hipóteses, atuar em ambos os problemas. Este é o objetivo do desenvolvimento sustentável, cuja definição é o desenvolvimento que procura satisfazer as necessidades da geração atual, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades, significa possibilitar que as pessoas, agora e no futuro, atinjam um nível satisfatório de desenvolvimento social e econômico e de realização humana e cultural, fazendo, ao mesmo tempo, um uso razoável dos recursos da terra e preservando as espécies e os habitats naturais [2].

Com o aumento da demanda de energia no país, requer-se o aumento da produção de energia primária e a instalação da capacidade adicional de geração. A desregulamentação, a privatização e as forças de mercado podem favorecer a longo prazo, a penetração de outras formas de fontes de energia renovável que não a água [3].

O desenvolvimento sustentável envolve uma gama de medidas ou ações como forma de amenizar ou terminar com determinados problemas socioambientais, cita-se como exemplos: Reciclagem de diversos tipos de materiais (reciclagem de papel, alumínio, plástico, vidro, ferro, borracha, etc); tratamento de esgotos industriais e domésticos para que não sejam jogados em rios, lagos, córregos e mares; descarte de baterias de celulares e outros equipamentos eletrônicos em locais especializados; uso racional (sem desperdício) de recursos da natureza como, por exemplo, a água; diminuição na utilização de combustíveis fósseis (gasolina, diesel, querosene, etc.), substituindo-os por biocombustíveis; combate ao desmatamento ilegal de matas e florestas; combate à ocupação irregular em regiões de mananciais; geração de energia elétrica através de fontes alternativas como, a energia eólica, a energia solar, entre outras [4].

1.1 EXPOSIÇÃO DO ASSUNTO

Dentro do contexto de desenvolvimento sustentável estão as fontes alternativas de energia elétrica, que a cada dia ganham mais apoio dos ambientalistas e da opinião pública. Neste trabalho será abordada a energia através da biomassa (sendo a fonte primária estudada no projeto, os dejetos da criação suína), fazendo-se uma proposta para implantação de um biodigestor no município de Capitão, cidade situada no interior do estado do Rio Grande do Sul. Este biodigestor teria como matéria prima os dejetos da criação suína de diversos produtores da região do Vale do Taquari.

Como um dos produtos do processo da biodigestão anaeróbica tem-se o biogás, uma mistura de metano (CH_4), gás carbônico (CO_2) e outros gases, uma substância combustível e com alto poder calorífico [5] cuja aplicação ocorre em aquecedores e motores à combustão como, por exemplo, motores movidos a gás natural veicular (GNV) e turbinas de geradores termoelétricos [6].

1.2 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo fazer um estudo da possibilidade de utilizar o gás, produzido pelo biodigestor em questão, para a produção de energia elétrica, avaliar os métodos para a geração de energia elétrica a partir da citada matéria prima, fazer um estudo dos custos de construção e de manutenção de uma unidade geradora de energia elétrica e, por fim, fazer uma comparação da viabilidade econômica do biogás com outras fontes de energia elétrica, como, por exemplo, a energia solar e a energia eólica.

1.3 ESTRUTURA DO PROJETO

Este projeto foi dividido nos seguintes capítulos: questão ecológica, biomassa, conversão de energia elétrica, aspectos legislativos, estudo de caso e conclusão.

No Capítulo 2, é desenvolvida a questão ecológica da criação suína, abordando os pontos críticos deste ramo da agropecuária em relação à poluição do ar, das águas e do solo nas proximidades das propriedades dos criadores.

No Capítulo 3, o tema é a biomassa. Foi realizado um estudo sobre a biomassa como fonte de energia primária, abordando como o dejetos da suinocultura pode ser transformado em biomassa. Também é abordado o tópico dos biodigestores, explicando como atuam no processo de biodigestão, apresentando um breve histórico dos biodigestores e exemplificando os dois modelos mais usados atualmente. Por fim, o capítulo descreve sobre como outros países estão abordando a questão da biomassa como forma primária de energia (seja ela térmica ou elétrica).

No Capítulo 4 são abordadas as formas de conversão de um determinado tipo de energia – seja ela térmica, mecânica ou química – em elétrica, descrevendo os processos de produção de matéria para a geração de energia e citando as tecnologias de conversão

existentes. São citadas também as aplicações das tecnologias de conversão de energia elétrica utilizando-se o biogás como fonte primária de energia.

No Capítulo 5 é relatado aspectos da legislação em relação à produção independente de energia elétrica originada da biomassa no Brasil, ao co-gerador qualificado, ao PROINFA e também às barreiras de regulamentação a produção independente de energia elétrica no Brasil, mostrando os pontos positivos e negativos.

No Capítulo 6, é feito o estudo de caso do biodigestor projetado para a cidade de Capitão. São demonstrados os métodos de avaliação econômica do projeto, os dados técnicos do grupo gerador, como a estimativa de produção de metano e eletricidade. Por fim, é feita uma análise dos resultados econômicos e uma comparação do preço de implantação de uma usina a biogás com outras fontes alternativas: solar e eólica.

No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões do trabalho.

2 QUESTÃO AMBIENTAL

Com a percepção de que a biomassa poderá tornar-se parte integrante da economia moderna de energia em larga escala crescem as preocupações com os impactos ambientais que tal estratégia poderá causar a curto e longo prazo. Felizmente, vários grupos de ambientalistas e de pesquisadores da biomassa energética reconheceram há algum tempo que, se a biomassa vier a desempenhar um papel decisivo nas futuras políticas energéticas, a sua produção, conversão e uso deverão ser ambientalmente aceitáveis, além de aceitas também pela população. Estes dois últimos aspectos provavelmente são as limitações mais difíceis de superar no desenvolvimento futuro da biomassa e devem ser abordados detalhadamente, para que os construtores de cenários examinem as oportunidades e os problemas associados com a produção e o uso da biomassa energética [7].

Segundo BAJAY e FERREIRA [8], a emissão de dióxido de carbono (CO_2), óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x) e metais, em consequência da queima de combustíveis fósseis, é a causa mais evidente da poluição do ar. Ela afeta a qualidade do ar nos centros urbanos, contribui para a formação da chuva ácida e é uma das principais causas das alterações ambientais no mundo. Dessa forma, há um consenso geral de que a conservação de energia e a transição para fontes de energia potencialmente renováveis e mais limpas (solar, biomassa, hidroeletricidade e eólica), juntamente com o desenvolvimento de tecnologias de redução da poluição, devem direcionar as políticas energéticas no futuro para que as metas de conservação do meio ambiente sejam alcançadas. As necessidades são ainda mais evidentes quando a visão de curto prazo do problema dá lugar a períodos de tempos mais longos, em que se consideram as necessidades das gerações futuras.

No caso do Brasil, dadas as condições climáticas favoráveis, a disponibilidade de terras e a experiência acumulada ao longo do tempo, a biomassa deve desempenhar um papel fundamental na busca de uma diversidade de fontes de energia sustentáveis no país. A

substituição de combustíveis fósseis por combustíveis oriundos da biomassa, por meio do uso de tecnologias de conversão de energia eficientes e aceitáveis do ponto de vista ambiental, é uma alternativa importante que contribui, simultaneamente, para a redução da poluição da atmosfera e da pressão sobre os recursos não renováveis do país [8].

Outro fator a se considerar são as áreas onde a pecuária está presente, existe uma maior ou menor contaminação da água, que está na dependência de uma série de fatores, envolvendo discernimento do criador, aplicação de recursos, tamanho da propriedade, assistência de órgãos responsáveis, além de condições ambientais propícias, especialmente quando se trata da criação de animais confinados. O confinamento é uma prática utilizada na suinocultura para a qual, a proximidade de fontes de água torna-se imprescindível, determinando, na maioria das vezes, a sua contaminação [9].

2.1 POLUIÇÃO DO AR

O ar que envolve a planeta Terra é importante para os seres vivos. Não haveria animais, plantas e seres humanos sem a existência dessa camada chamada atmosfera. Qualquer característica da Terra depende do ar que é encontrado na atmosfera, o ambiente terrestre depende do ar presente nela para a sobrevivência. Outro exemplo de importância da atmosfera absorvendo a radiação ultravioleta solar, aquecendo a superfície por meio da retenção de calor (efeito estufa), e reduzindo os extremos de temperatura entre o dia e a noite.

A biomassa pode ser considerada como uma forma indireta de energia solar. Essa energia é responsável pela fotossíntese, base dos processos biológicos que preservam a vida das plantas e produtora da energia química que se converterá em outras formas de energia ou em produtos energéticos como carvão vegetal, etanol, gases combustíveis e óleos vegetais combustíveis, entre outros. A fotossíntese permite, também, a liberação de oxigênio e a

captura de dióxido de carbono (CO_2 , principal agente do efeito estufa). Portanto, contribui para a contenção do aquecimento global. [10]

Segundo GREIF [11], os gases do efeito estufa são principalmente o dióxido de carbono, o metano, os clorofluorcarbonetos (CFCs) e os óxidos de nitrogênio. A queima de matéria orgânica (madeira e combustíveis hidrocarbonetos), está relacionada com a emissão de dióxido de carbono.

O nitrogênio proveniente dos resíduos animais é fonte importante do óxido nitroso (N_2O). As emissões de N_2O dos solos ocorrem principalmente como consequência da desnitrificação a partir de nitrogênio mineral (N). A desnitrificação consiste na redução microbiana do nitrato (NO_3) às formas intermediárias de N e então às formas gasosas (NO , N_2O e N_2) que são comumente perdidas para a atmosfera. Estima-se que as emissões globais de N_2O pelo homem sejam de cerca de 5,7 milhões de toneladas de nitrogênio por ano. As emissões diretas por parte de animais de criação comercial (principalmente bovinos e suínos) foram estimadas em 1,6 milhões de toneladas de nitrogênio por ano [11].

A pecuária é também uma das maiores fontes de emissão de gás metano para a atmosfera. O processo de formação do gás ocorre durante o processo digestivo de fermentação entérica de animais ruminantes (bovinos, bubalinos, ovinos e caprinos), sendo o metano subproduto deste processo, liberado para a atmosfera através da flatulência e eructação dos animais. Em média, estima-se que 6% de todo o alimento consumido pelo gado no mundo seja convertido em gás metano. O metano é 24 vezes mais potente do que o dióxido de carbono para causar aquecimentos atmosféricos, contribuindo com 15% do total do aquecimento global [11].

Uma estimativa de emissão anual de metano (CH_4) originário de dejetos da exploração pecuária no Brasil, segundo espécies, calculada a partir dos rebanhos aqui existentes (incluindo, portanto, a criação extensiva de gado vacum), é aqui apresentada. [12]

Os valores basearam-se na proporção do rebanho brasileiro em relação ao mundial (Tabela 1), e nas emissões desse último calculadas por STEINFELD et al [13].

Tabela 1– Participação dos rebanhos brasileiros no total mundial (mil cabeças)

	Aves	Suínos	Bovinos
Brasil	877.884	32.060	177.204
Mundo	15.146.608	917.635	1.310.611
Brasil/Mundo	6%	3%	14%

Fonte: Steinfeld et al [13].

Os dejetos produzidos por esses animais, dispostos na natureza, produziram uma emissão de metano estimada na Tabela 2.

Tabela 2 – Cálculo da emissão anual de metano originário de dejetos da exploração pecuária, segundo espécies, em mil toneladas anuais

	Aves	Suínos	Bovinos	Soma
Mundo	970,00	8380,00	7490,00	16840,00
Brasil	56,2	292,78	1012,70	1361,70
Brasil/Mundo	6%	3%	14%	8%

Fonte: Steinfeld et al [14].

Adotando-se valores proporcionais aos indicados por STEINFELD et al. [13] o Brasil produziria anualmente 1,36 milhão de toneladas de metano, originário dos dejetos animais (Tabela 2). A emissão de metano por excrementos animais depositados no pasto ou manejados a seco é pouco significativa, de acordo com o citado autor, pois a produção desse gás exige condições anaeróbicas (sem a presença de oxigênio). Ou seja, os dejetos somente

produzirão metano quando dissolvidos em água e/ou depositados em biodigestores, em cursos d'água, lagoas naturais ou de decantação [12].

Considerando-se apenas o processo de digestão anaeróbica dos dejetos animais, que ocorre nos cursos d'água, lagoas naturais ou artificiais, biodigestores ou lagoas de decantação, este processo corresponde a cerca de 10 milhões de toneladas anuais mundiais de metano. No caso brasileiro, usando essa mesma proporção, a emissão de metano atingiria 792,5 mil toneladas [12].

Informações técnicas indicam que uma unidade de produção de leitões típica com 5 mil matrizes suínas produz cerca de 250 m³ de dejetos por dia. Esse efluente contém 25.000 mg/litro de Demanda Bioquímica de Oxigênio (DBO), informa o Estudo de Caso da Plataforma Itaipu de Energias Renováveis (2008). Para se ter uma ideia do que isso representa em termos de poluição, os esgotos humanos brutos apresentam cargas orgânicas médias em torno de 600 mg por litro.

2.1.1 Mecanismo de desenvolvimento limpo

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL, ou *Clean Development Mechanism*, CDM, em inglês) teve origem na proposta brasileira de criação de um Fundo de Desenvolvimento Limpo que seria formado por meio de recursos financeiros dos países desenvolvidos que não cumprissem suas obrigações quantificadas de redução ou limitação de emissões de gases de efeito estufa (usualmente chamada de “metas”). [15]

Tal fundo seria utilizado para desenvolver projetos em países em desenvolvimento. Esse conceito não foi aceito por alguns países desenvolvidos e a ideia do fundo foi modificada, transformando-se no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Esse mecanismo consiste na possibilidade de um país que tenha compromisso de redução de emissões (países europeus, Japão, Austrália, Nova Zelândia, Canadá e Estados Unidos) adquirir Reduções

Certificadas de Emissões (RCEs), geradas por projetos implantados em países em desenvolvimento, como forma de cumprir parte de suas obrigações quantificadas no âmbito do Protocolo. A ideia consiste em que um projeto gere, ao ser implantado, um benefício ambiental (redução de emissões de GEE ou remoção de CO_2) na forma de um ativo financeiro, transacionável, denominado Reduções Certificadas de Emissões. Tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto registrado como MDL, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança global do clima, nos termos do Artigo 12 do Protocolo de Quioto. [15]

Verifica-se que tal mecanismo é uma contribuição voluntária significativa dos países em desenvolvimento para mudar, efetivamente, a tendência do aquecimento global de forma consistente com a Convenção, com o Protocolo de Quioto e com o princípio das responsabilidades comuns mas diferenciadas. Por intermédio do MDL, estes países continuarão a se desenvolver, de forma sustentável, combatendo a pobreza e contribuindo, ao mesmo tempo, para o esforço global de mitigação do efeito estufa. [15]

O MDL é um mecanismo baseado no desenvolvimento de projetos e tem como responsável por parte de seu grande sucesso a iniciativa do empresariado. As atividades de projeto de MDL nos países em desenvolvimento têm que apresentar benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo; e estar diretamente relacionadas aos gases de efeito estufa, podendo reduzir as emissões de GEE ou aumentar a remoção de CO_2 . Os projetos podem envolver substituição de energia de origem fóssil por outras de origem renovável, racionalização do uso da energia, atividades de florestamento e reflorestamento, serviços urbanos mais eficientes, entre outras possibilidades. [15]

2.2 POLUIÇÃO DA ÁGUA

A água disponibiliza um conjunto de bens e serviços para a sociedade humana e para os animais. Ela pode ser utilizada como matéria prima em diversas atividades produtivas, propiciar atividades de esporte e lazer, ser usada na dessedentação animal, receber e reciclar matéria e energia, etc.. Destarte, sua disponibilidade quantitativa e qualitativa é indispensável para manter ou elevar o bem-estar da sociedade [16].

As atividades de produção e de consumo humanas podem gerar impactos ambientais que afetam significativamente a qualidade das águas, podendo restringir e inviabilizar seus usos no presente e no futuro. Como exemplo de atividade produtiva, pode-se utilizar a agropecuária. Por um lado ela gera riqueza e contribui significativamente para manter ou elevar a qualidade de vida da sociedade. Porém, por outro, pode gerar impactos ambientais negativos (externalidades) em função do mau uso do solo, uso inadequado e excessivo de defensivos agrícolas, destino inadequado de dejetos de animais, etc [16].

Os impactos ambientais da biomassa residual podem ser observados nas águas, em escalas preocupantes pelos efeitos cumulativos das concentrações de nutrientes orgânicos, nitrogênio e fósforo, que reduzem a qualidade das águas de lençóis freáticos, reservatórios e lagos. Trata-se, aqui, especialmente da contaminação das águas de superfície, dos lençóis freáticos e da eutrofização das águas superficiais. A grande quantidade de matéria orgânica nesses espaços resulta na perda da qualidade da água em decorrência da degradação anaeróbica, cujo subproduto é o biogás, ou “gás dos pântanos” [17].

2.3 CONTAMINAÇÃO DO SOLO

O solo é um recurso natural fundamental para a produção agrícola graças a um conjunto de propriedades que permitem que ofereça sustentação às plantas e lhes dê condições necessárias de desenvolvimento. Tem um importante papel no meio ambiente, onde funciona

como integrador ambiental e reator, acumulando energia solar na forma de matéria orgânica, reciclando água, nutrientes e outros elementos e alterando compostos químicos [18].

É prática comum, nas áreas suinicultoras, utilizar-se os dejetos dos animais como adubo orgânico. Sabe-se, também, que dejetos suínos possuem grande capacidade de fertilização se usados de forma correta. Infelizmente, o uso puro e simples deste tipo de fertilizante natural não garante a qualidade da adubação nem livra o meio-ambiente da degradação [19].

Entre os principais componentes poluentes dos dejetos suínos estão o nitrogênio (N), o fósforo (P) e alguns micro minerais, como o zinco (Zn) e o cobre (Cu). A ação deteriorante do nitrogênio no solo deve-se à sua transformação em nitrato [19].

3 BIOMASSA

O termo Biomassa designa o total de matéria orgânica, morta ou viva, existente nos organismos (animais ou vegetais) de uma determinada comunidade. Pode ser recuperada através dos resíduos florestais, agrícolas, pecuários e até mesmo urbanos, podendo ser-lhe dadas algumas utilizações úteis, entre as quais a fertilização dos solos para agricultura ou a produção de energia primária. As plantas armazenam energia solar e a transformam em energia química que pode ser convertida em combustível ou calor e, conseqüentemente, em eletricidade. Como podem ser plantadas e replantadas continuamente, considera-se biomassa um recurso renovável [20].

Uma das principais vantagens da biomassa é que, embora de eficiência reduzida, seu aproveitamento pode ser feito diretamente, por intermédio da combustão em fornos, caldeiras etc. Para aumentar a eficiência do processo e reduzir impactos socioambientais, tem-se desenvolvido e aperfeiçoado tecnologias de conversão mais eficientes, como a gaseificação e a pirólise, também sendo comum a co-geração em sistemas que utilizam a biomassa como fonte energética [21].

No Brasil tem-se como exemplo de fontes primárias de biomassa na geração de energia elétrica: casca de arroz, lenha, cana de açúcar (álcool e bagaço), carvão vegetal, biogás, entre outras. No RS, destacam-se como fontes primárias a lenha e a casca de arroz [22]. A Figura 1 mostra uma representação da utilização de diversas fontes de biomassa como fonte de energia elétrica no Brasil.

Embora grande parte da biomassa seja de difícil contabilização, devido ao uso não-comercial, estima-se que, atualmente, ela representa cerca de 14% de todo o consumo mundial de energia primária. Esse índice é superior ao do carvão mineral e similar ao do gás natural e ao da eletricidade. Nos países em desenvolvimento, essa parcela aumenta para 34%, chegando a 60% na África (Tabela 3) [21].

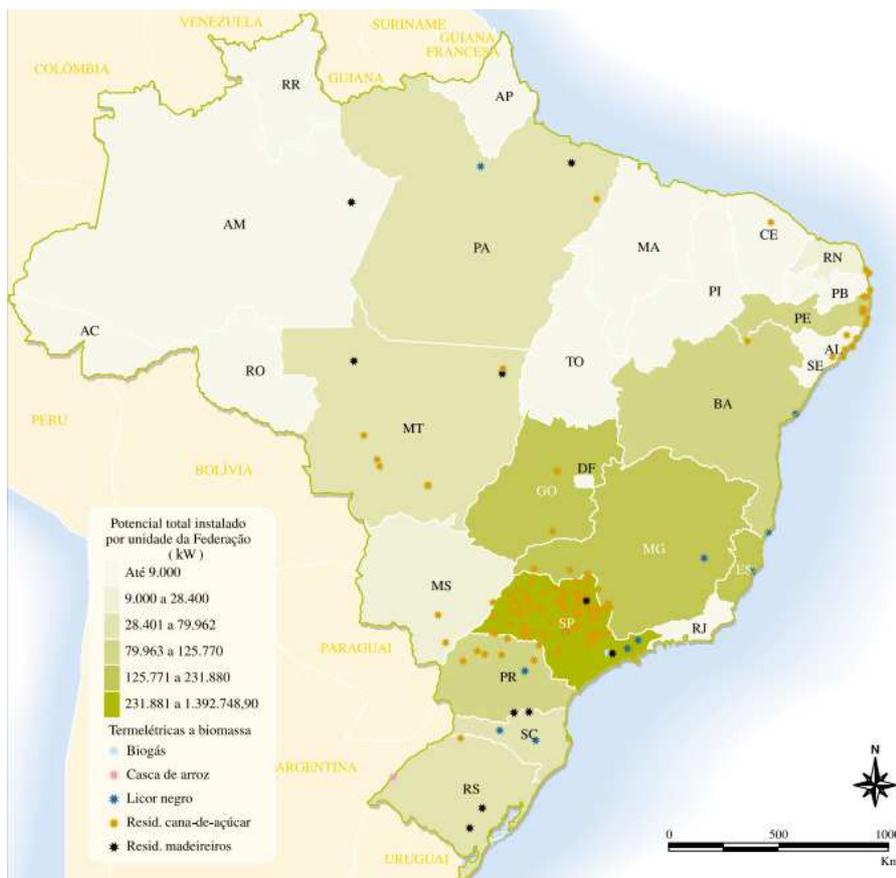


Figura 1 - Usinas termelétricas em operação e potência instalada por estado – situação em setembro de 2003.

Fonte: ANEEL [22].

Tabela 3 – Consumo mundial de energia primária (1995 – MtEP)

País ou região	Biomassa[1]	Outros	Total[2]	[1/2]%
China	206	649	855	24
Leste Asiático	106	316	422	25
Sul da Ásia	235	188	423	56
América Latina	73	342	415	18
África	205	136	341	60
Países em desenvolvimento	825	1632	2457	34
Países da OCDE	81	3044	3125	3
Total	930	5713	6643	14

Fonte: IEA, 1998 [21].

O Brasil tem feito uma significativa transição para o uso moderno da biomassa, particularmente nos últimos 40 anos. Antes da segunda guerra mundial (1939-45), a biomassa era utilizada principalmente para fornecer energia no cozimento de alimentos nas casas. De 1983 a 1997 o calor de processo industrial tornou-se dominante e houve a emergência de formas secundárias de energia; por exemplo, o etanol para transporte, e a contribuição de eletricidade para a rede através de cogeração em indústrias do setor sucro-alcooleiro e do papel [23].

3.1 DEJETO DE PORCO COMO FONTE DE BIOMASSA

Utilizando-se os fatores indicados por LUCAS JR. e SILVA [24], apresentados na Tabela 4, e aplicando-os apenas aos dados relativos a bovinos, aves e suínos abatidos mensalmente no país, a vacas em ordenha e bois confinados, chega-se a uma estimativa de geração anual de quase 180 milhões de toneladas de esterco, conforme mostra a Tabela 5. Ainda na tabela 5, bovinos abatidos são bovinos estabulados por 15 dias antes do abate.

Tabela 4 – Fator de produção animal de esterco e biogás

Espécie animal e condição de criação	Esterco [kg/animal/dia]	Biogás [m ³ /animal/dia]
Bovino estabulado	30,00	1,11
Bovino semiestabulado	15,00	0,56
Bovino não-estabulado	10,00	0,36
Suíno leitão	2,30	0,18
Suíno (adulto)	5,80	0,33
Galinha poedeira	0,14	0,02
Frango de corte	0,05	0,01

Fonte: Lucas Jr. e Silva [24].

Tabela 5 – Produção de esterco considerada, bovinos, suínos e frangos abatidos, bovinos estabulados e vacas leiteiras

Animais	Total em tonelada
Bovinos abatidos	13.877.085
Frangos	8.994.000
Leitões	3.676.049
Suínos adultos	13.064.898
Vacas leiteiras	114.427.500
Bovinos estabulados: 2.300.000	25.185.000
Total	179.764.531

Fonte: Bley Jr [12].

Ressalta-se que, esses dados referem-se a uma parcela pouco significativa do rebanho nacional de gado bovino, pois toda a criação extensiva não foi computada, e parte do rebanho suíno também ficou fora do cálculo. Não compreende, também, rebanhos de outros animais além de suínos, aves e bovinos.

O material poluente produzido pela criação extensiva acaba disposto no ambiente e levado pelas chuvas aos cursos d'água e reservatórios. Incluindo-se nas contas o rebanho pecuário criado de forma extensiva, ou em dimensões pequenas que não estejam integrados a empresas ou cooperativas, bem como aquele não abatido em frigoríficos inspecionados pelos governos federal e estaduais, encontra-se os volumes de efluentes apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Principais rebanho e produção de esterco efetivos em 31.12.2006

Categorias	Nº em cabeças (em 1.000)	Produção de esterco por cabeça (kg/d)	Produção total de esterco (em t/ano)	Percentual do total
Total de bovinos	205.886			
Estabulados	2.300	30,00	25.185.000	2,9
Vacas Leiteiras	20.943	15,00	114.662.925	13,0
Criação extensiva	182.643	10,00	666.646.950	75,6
Suínos	35.174	4,40	56.489.444	6,4
Galos, frangos, frangas e pintos	1.013.164	0,05	18.490.243	2,1
Total de estercos do rebanho			881.474.562	100

Fonte: Lucas Jr. e Silva [24].

De acordo com GASPAR [25], os dejetos de suínos podem ser usados na fertilização das lavouras, trazendo ganhos econômicos ao produtor rural, sem comprometer a qualidade do solo e do meio ambiente. GASPAR complementa que uma das formas mais eficazes no combate à poluição dos rios seja a disseminação da implantação de biodigestores nas propriedades rurais criadoras de suínos.

O biodigestor consiste, basicamente, em uma câmara fechada onde a biomassa – o volume de esterco suíno produzido – é fermentada anaerobicamente, isto é, sem a presença do ar atmosférico, produzindo biogás e biofertilizante. Ressalte-se que o biodigestor é um aparelho destinado a conter a biomassa e o produto desta, o biogás. Por si só, o biodigestor não produz o biogás, mas cria condições para que as bactérias metanogênicas – que degradam a matéria orgânica produzindo o gás metano – atuem sobre os materiais orgânicos na produção deste combustível [25].

Neste sentido, o biodigestor apresenta-se como fonte alternativa de produção e geração de energia. Evidentemente, a quantidade de energia produzida é, em geral, muito menor que a das hidrelétricas, devido, especialmente ao porte destas em relação ao número de biodigestores, mas em compensação os impactos ambientais e sociais aproximam-se do zero, a produção de energia é barata, e o aproveitamento dos resíduos animais evita que estes sejam lançados no meio ambiente, poluindo-o [25].

3.2 BIOGÁS

O biogás é uma mistura gasosa combustível, produzida através da digestão anaeróbia, ou seja, pela biodegradação de matéria orgânica pela ação de bactérias na ausência de oxigênio [26].

Esse é um processo natural que ocorre em pântanos, mangues, lagos e rios, e é uma parte importante do ciclo biogeoquímico do carbono. Produzido dessa maneira, o biogás não é utilizado como fonte de energia [26].

A produção de biogás também é possível a partir de diversos resíduos orgânicos, como esterco de animais, lodo de esgoto, lixo doméstico, resíduos agrícolas, efluentes industriais e plantas aquáticas. Nesse caso, quando a digestão anaeróbia é realizada em biodigestores especialmente planejados, a mistura gasosa produzida pode ser usada como combustível, o qual, além de seu alto poder calorífico, de não produzir gases tóxicos durante a queima e de ser uma ótima alternativa para o aproveitamento do lixo orgânico, ainda deixa como resíduo um lodo que pode vir a ser usado como biofertilizante, salvas algumas restrições qualitativas [26].

O biogás, em condições normais e valores médios, pode-se dizer que é uma mistura gasosa composta principalmente de [26]:

- Metano (CH₄): 40 – 70% do volume de gás produzido.

- Dióxido de carbono (gás carbônico, CO₂): 30 – 60% do volume de gás produzido.
- Hidrogênio (H₂): 0 – 1% do volume.
- Sulfeto de hidrogênio (gás sulfídrico, H₂S): 0 – 3% do volume.

O poder calorífico do biogás é aproximadamente 6,0 kWh/m³, o que corresponde a aproximadamente meio litro de óleo diesel. O principal componente do biogás, quando se pensa em usá-lo como combustível, é o metano [26].

3.3 BIODIGESTORES

O processo de biodigestão transforma por meio de atividade biológica de microrganismos compostos orgânicos complexos em outras substâncias mais simples, que por sua vez, são metabolizadas, formando uma mistura de gás, principalmente metano e gás carbônico. O processo pode ser definido em três fases distintas [27]:

A primeira fase, liquefação, ocorre a transformação de compostos complexos em compostos mais simples é realizada por bactérias que possuem capacidade enzimática de decompor carboidratos, gorduras e proteínas [27].

Na segunda fase, conhecido como acidogênese/acetogênese os aminoácidos, monossacarídeos, ácidos graxos e gliceróis (monômeros), obtidos na primeira fase, tornam-se substratos para as bactérias saprófitas (facultativas), originando ácidos orgânicos simples, geralmente de baixo peso molecular [27].

A última fase (gaseificação), os ácidos voláteis produzidos na fase anterior são metabolizados pelas bactérias metanogênicas, que são bactérias anaeróbicas de vital importância na produção de CH₄ e CO₂ [27].

A operação dos biodigestores pode ser por processo contínuo ou por batelada. O biodigestor por processo contínuo permite a adição de substratos continuamente, gerando uma disponibilidade contínua de biogás e biofertilizante. Os biodigestores por batelada a adição de

substratos é feita no início do processo e somente após a produção de gás acabar ou sua taxa de produtividade reduzir consideravelmente, extrai-se os produtos sólidos, líquidos e o biogás [27].

Será feita uma nova recarga e isto gera flutuação na quantidade de biogás e biofertilizante produzidos. O tempo de retenção em biodigestores pode variar de 4 a 60 dias, com faixa ideal de 20 a 30 dias, devido à natureza e equilíbrio dos compostos alimentados [27].

A Figura 2 apresenta o processo completo de um biodigestor.

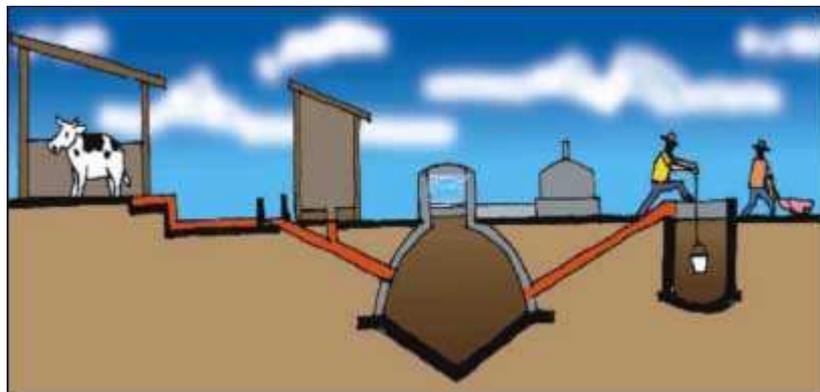


Figura 2 - Processo completo de um biodigestor.

Fonte: Verde Dentro [28].

3.3.1 Breve histórico dos biodigestores

Embora a primeira instalação operacional destinada a produzir gás combustível só tenha surgido na segunda metade do século XIX, o biogás já era conhecido desde há muito tempo, pois a produção de gás combustível a partir de resíduos orgânicos não é um processo novo. Já em 1776, o pesquisador italiano Alessandro Volta descobriu que o gás metano já existia incorporado ao chamado "gás dos pântanos", como resultado da decomposição de restos vegetais em ambientes confinados [29].

O primeiro digestor a batelada – o qual recebe carga total de biomassa e somente é esvaziado após a total conversão da biomassa em biofertilizante e biogás – foi, segundo SEIXAS et al, "posto em funcionamento regular em Bombaim, em 1900. Durante e depois da Segunda Grande Guerra, alemães e italianos, entre os povos mais atingidos pela devastação da guerra, desenvolveram técnicas para obter biogás de dejetos e restos de culturas" [29].

A pesquisa e desenvolvimento de biodigestores desenvolveram-se muito na Índia, onde, em 1939, o Instituto Indiano de Pesquisa Agrícola, em Kanpur, desenvolveu a primeira usina de gás de esterco. Segundo Nogueira (1986), o sucesso obtido animou os indianos a continuarem as pesquisas, formando o Gobar Gás Institute (1950), comandado por Singh. Tais pesquisas resultaram em grande difusão da metodologia de biodigestores como forma de tratar os dejetos animais, obter biogás e ainda conservar o efeito fertilizante do produto final (biofertilizante). Foi esse trabalho pioneiro, realizado na região de Ajitmal (Norte da Índia), que permitiu a construção de quase meio milhão de unidades de biodigestão no interior daquele país [29].

A utilização do biogás, também conhecido como gobar gás (que em indiano significa gás de esterco), como fonte de energia motivou a China a adotar a tecnologia a partir de 1958, onde, até 1972, já haviam sido instalados 7,2 milhões de biodigestores na região do Rio Amarelo. Tal localização não é acidental, pois as condições climáticas da região a tornam propícias para a produção de biogás [29].

A partir da crise energética deflagrada em 1973, a utilização de biodigestores passou a ser uma opção adotada tanto por países ricos como países de Terceiro Mundo. Em nenhum deles, contudo, o uso dessa tecnologia alternativa foi ou é tão acentuada como na China e Índia [29].

O interesse da China pelo uso de biodigestores deveu-se, originalmente, a questões militares. Preocupada com a Guerra Fria, a China temeu que um ataque nuclear impediria

toda e qualquer atividade econômica (principalmente industrial). Entretanto, com a pulverização de pequenas unidades biodigestoras ao longo do país, algumas poderiam escapar ao ataque inimigo [29].

3.3.2 Modelos de biodigestores

Dentre os biodigestores de sistema de abastecimento contínuo mais difundidos no Brasil estão os modelos chinês e indiano. O modelo chinês é mais rústico e completamente construído em alvenaria, ficando quase que totalmente enterrado no solo. Funciona, normalmente, com alta pressão, a qual varia em função da produção e consumo do biogás, destarte contar com uma câmara de regulação, a qual lhe permitiria trabalhar com baixa pressão [29].

Uma das maiores críticas feitas ao modelo chinês de biodigestor é a técnica requerida para sua construção. O trabalho, todo em alvenaria, requer um trabalho de pedreiro de primeira linha, pois os tijolos usados na construção da câmara onde a biomassa é digerida (e que é encimada pela câmara do gás), precisam ser assentados sem o concurso de escoramento. Utiliza-se uma técnica que emprega o próprio peso do tijolo para mantê-lo na posição necessária até que a argamassa seque. As paredes externas e internas precisam receber uma boa camada de impermeabilizante, como forma de impedir infiltrações de água (proveniente da água absorvida pelo solo durante as chuvas ou de algum lençol freático próximo) e trincas ou rachaduras [29].

De acordo com Sganzerla (1983), o modelo indiano é o mais usado no Brasil devido à sua funcionalidade. Quando construído, apresenta o formato de um poço – que é o local onde ocorre a digestão da biomassa –, coberto por uma tampa cônica, isto é, pela campânula flutuante que controla a pressão do gás metano e permite a regulação da emissão do mesmo.

Outra razão para sua maior difusão está no fato do outro modelo, o chinês, exigir a observação de muitos detalhes para sua construção [29].

É possível, tecnicamente, comparar a construção de um biodigestor com a de um forno. Sganzerla (1983) salienta que uma das vantagens do modelo indiano é a sua campânula flutuante, que permite manter a pressão de escape de biogás estável, não sendo necessário regular constantemente os aparelhos que utilizam o metano. Uma desvantagem, razoavelmente significativa, é o preço da construção da campânula, normalmente moldada em ferro. Este modelo oferece, em relação ao modelo chinês, algumas vantagens no momento da construção, pois pode ser adaptado ao clima local e ao tipo de solo. Não há necessidade de se estabelecer medidas fixas para o diâmetro e a profundidade, bastando que se observe a relação de capacidade do tanque digestor e da campânula [29].

Em função da variabilidade do solo (profundidade dos lençóis freáticos próximos) é possível alterar a profundidade do biodigestor em função do diâmetro. Assim, quanto menor a profundidade maior deverá ser o diâmetro, e vice-versa. Sganzerla (1983) lembra que o tanque de digestão pode, inclusive, ser construído acima do nível do terreno, contanto que a facilidade de abastecimento não fique dificultada. Reside aí uma das grandes vantagens do modelo indiano sobre o chinês, uma vez que este necessita observar medidas que se relacionam entre si (profundidade e diâmetro), o que pode inviabilizar sua instalação quando o solo for pedregoso e/ou encharcado. O biodigestor indiano, por sua vez, pode ser construído em clima frio/temperado ou mesmo tropical, bastando alterar a relação diâmetro-profundidade do mesmo [29].

3.4 EXEMPLOS DE PROJETOS DE USO DE BIOENERGIA EM OUTROS PAÍSES

Muitos países desenvolvidos obtêm da biomassa uma quantidade significativa de sua energia primária: 4% nos EUA, 18% na Suécia e 20% na Finlândia. Hoje, a energia da

biomassa é responsável pelo fornecimento de pelo menos 2 EJ por ano na Europa Ocidental, o que representa cerca de 4% da energia primária utilizada (54 EJ) [30].

Segue abaixo exemplos de alguns países.

3.4.1 Finlândia

A Finlândia produz mais de 20% de sua energia primária a partir de biomassa, com um consumo total equivalente a 6,1 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo) em 1995. Cerca de 70% dessa energia é produzida a partir de combustíveis derivados, principalmente o licor negro resultante da produção de celulose, mas também cavacos e resíduos florestais; os outros 30% são obtidos a partir de turfa. A indústria de papel e celulose usa resíduos florestais e licor negro para suprir 60% de seu consumo de combustível, com plantas modernas de celulose capazes de atender todo o consumo próprio e também gerar uma quantidade excedente de eletricidade e combustíveis líquidos. Centrais distritais de aquecimento são usadas desde 1952 e suprem mais de 40% da demanda de aquecimento ambiental do país. Mais da metade das grandes centrais distritais de aquecimento usa biocombustíveis, da mesma forma que as centrais menores, e plantas de co-geração de calor e potência, queimando turfa, estão sendo introduzidas em algumas cidades maiores [31].

Uma das razões para o sucesso da indústria de bioenergia na Finlândia é o apoio significativo do governo. Existem recursos de biomassa suficientes para se gerar o dobro da energia atualmente produzida, graças aos recursos florestais disponíveis e às reservas de terra não cultivadas. O governo fixou uma meta de aumento do uso de biotecnologia de 1,5 milhão em 4,2 milhões de toneladas, o que corresponde a 6,7% da emissão total desse gás em 1996 [31].

3.4.2 Suécia

A Suécia obtém 18% de seu consumo total de energia (87 TWh ou 315 PJ por ano) a partir de biocombustíveis. O uso desses biocombustíveis pode ser dividido em três setores diferentes [31]:

- 1) A indústria de produtos florestais tradicionalmente converte seus subprodutos em calor e eletricidade para consumo próprio. Em 1996, foram obtidos 36 TWh de licor negro, 7 TWh de resíduos de celulose e 9 TWh de resíduos de serraria.
- 2) O consumo doméstico anual por residência em 1996 foi de 12 TWh de lenha, geralmente na forma de toras usadas para aquecimento ambiental.
- 3) O uso de biocombustíveis para aquecimento industrial está crescendo rapidamente e representou 23 TWh em 1996. Desse montante, 12,4 TWh foram obtidos de combustíveis florestais (geralmente não processados), 4,5 TWh vindos de resíduos e 3,5 TWh a partir de turfa. Os plantios energéticos, de árvores e capim, foram usados também, mas, como acontece ainda hoje, contribuíram com uma quantidade pequena de energia.

Existe um grande potencial para a produção de energia a partir de combustíveis oriundos da biomassa nativa, principalmente resíduos agroindustriais e plantios energéticos cultivados em terras marginais e em outros tipos. Atualmente, mais de 18 mil há de salgueiro de curta rotação estão sendo cultivados em esquemas de bioenergia. A Suécia também importou uma pequena quantidade de combustíveis oriundos da biomassa, o que indica o potencial para o desenvolvimento de um comércio internacional de biocombustíveis no futuro [31].

3.4.3 Dinamarca

A Dinamarca é o principal exemplo de uso bem-sucedido de biomassa para obter energia e esse sucesso reflete o comprometimento do país com as energias renováveis como um todo. Por exemplo, cerca de 8% do consumo atual de energia vem de fontes renováveis (metade, biomassa) e estima-se que esse valor chegue a 35% em 2035, de acordo com o plano energético Energia 21, de 1996. São consideráveis os esforços para aproveitar o excedente anual de 3 Mt de palha e a indústria de energia elétrica se propôs a usar 1,2 Mt de palha e 0,2 Mt de cavacos de madeira até 2001. O programa do governo dinamarquês de implementação de plantas de co-geração consumindo biomassa ou gás natural tem como meta a produção de 450 MWe. Mais de 50 centrais distritais de aquecimento que queimam a palha, totalizando 170 MW (térmicos), produzem energia para a planta das centrais de aquecimento a um custo de US\$ 12/GJ, o que é competitivo com o das centrais de aquecimento a carvão mineral e óleo combustível. Quatro plantas de co-geração queimando a palha estão em operação, com capacidade instalada em uma faixa de 7 a 28 MW (térmicos); outras duas plantas, com capacidade de 60 MW (térmicos), estão sendo construídas. A queima combinada (co-fring) de palha e carvão mineral está sendo feita e parece muito interessante do ponto de vista ambiental, devido à grande redução na emissão de enxofre [31].

Nos últimos dez anos, houve maior interesse em centrais de biogás de grande porte, por causa dos avanços tecnológicos e outras vantagens, como o fato de que essas plantas proveem uma destinação adequada para o excremento animal, que representa um problema ambiental sério em algumas regiões da Dinamarca. Como acontece com outras fontes de energias renováveis, o governo oferece incentivos fiscais para a produção de biogás: 20% subsídio no custeio de investimentos em plantas de biogás de grande porte e 30% em plantas de pequeno porte. Em junho de 1996, havia 18 centrais de biogás de grande porte em operação e outras em estágio de planejamento, com um consumo anual de 1,2 milhão de toneladas de biomassa (75% de excremento animal e 25% de lixo orgânico) e uma produção

entre 40 milhões e 45 milhões de m³ de biogás, equivalentes a aproximadamente 25 milhões de m³ de gás natural, cerca de 2 PJ (a meta é 4 PJ em 2000 e 6 PJ em 2005). Estima-se que, com o ambicioso plano Energia 21, as emissões de CO₂ sejam reduzidas em até 50% até 2030 [31].

3.4.4 Estados Unidos da América

Mais de 4% da energia produzida nos Estados Unidos é obtida a partir de biomassa, um total de 3,9 EJ. Desses, 1,7 EJ é produzido e consumido pela indústria florestal, 0,9 EJ representa geração de eletricidade, 0,7 é reservado para o uso residencial, 0,5 EJ é produzido a partir de lixo e 0,1 EJ provêm do álcool de milho. No “Cenário energético intensivo em fontes renováveis”, das Nações Unidas, estima-se que a contribuição de biocombustíveis nos EUA poderia crescer para 22 EJ até 2025 e cair para 19 EJ em 2050, já que aumentos previstos nas eficiências energéticas reduzem o consumo em aproximadamente 25%. Em 1988, havia cerca de 350 plantas de geração de energia elétrica a partir da biomassa conectadas a rede, com uma capacidade instalada total de aproximadamente 7 mil MW, menor que a dos anos 80, que era de 8.500 MW, quando a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis era fortemente incentivada pela lei Purpa, que gerou 66 mil empregos e induziu um investimento de US\$ 15 bilhões de dólares. Em 1994, o Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica dos EUA, Edson Power Research Institute (EPRI), e o Departamento de Energia (DOE) emitiram uma solicitação às empresas concessionárias para que estas propusessem a realização de estudos de caso envolvendo energia da biomassa, cujos custos de instalação e produção seriam compartilhados. A razão para isso, de acordo com o EPRI, é a seguinte [31]:

A projeção para os mercados emergentes de energias renováveis na primeira metade do século XXI sugerem que os sistemas de biomassa energética serão de grande importância.

Essas projeções se baseiam nos seguintes fatos [31]:

- 1) Grande disponibilidade de terras apropriadas para o cultivo de biomassa energética (10 milhões de acres);
- 2) Benefícios ambientais (neutralização de emissão de CO_2 , baixas emissões de SO_2 e de cinzas volantes);
- 3) Economicamente favorável em comparação com a energia obtida a partir do carvão mineral nos anos 90. Além disso, as plantações de biomassa podem fomentar a economia nas regiões rurais dos EUA.

4 CONVERSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A conscientização do governo brasileiro para com a questão da produção de energia elétrica através de fontes renováveis é recente. Na segunda metade da década de 70, a FINEP criou o Departamento de Energia e lançou cinco programas de energia (solar, hidrogênio, carvão mineral, biomassa e eficiência energética). O objetivo desses programas era financiar, no Brasil, por meio de recursos a fundo perdido, a criação de grupos de pesquisa que pudessem atuar em fontes alternativas de energia e, paralelamente, com planejamento energético. A biomassa representou 38% dos projetos e 28% dos fundos destinados à energia entre 1982 e 1993, dos quais cerca de um terço foi destinado às universidades e laboratórios de pesquisa e dois terços destinados a empresas [32].

Atualmente, a biomassa tem sido usada de forma crescente no mundo como insumo energético; muito mais para usos finais como energia térmica, mas já de forma importante como geradora de energia elétrica, e de forma também crescente como origem de combustíveis líquidos (etanol) [33].

No Brasil a produção de energia elétrica da biomassa é estimada em cerca de 3% da energia elétrica total: 10 TWh (1999), sendo 4,1 TWh em co-geração na industrialização de cana, 2,9 TWh na indústria de papel e celulose, e cerca de 3 TWh em diversas unidades utilizando resíduos agrícolas [33].

Há uma clara transição dos usos envolvendo “baixo nível tecnológico”, como o uso da lenha para cozinhar, para processos mais avançados e classificados como “modernos”, que são vetores de transformação da biomassa para energia elétrica e combustíveis [33].

4.1 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os tipos de biomassa residual existentes em maior quantidade no Brasil (por exemplo, bagaço de cana, casca de madeira, lixo, palha) e as quantidades disponíveis por ano no

local de uso definem as tecnologias comerciais disponíveis. Conforme MACEDO [33], uma classificação simplificada e útil para a avaliação de potenciais neste estágio, seria a seguinte:

- a) Geração em pequena escala (menor que 1 MW): Usados em locais de pequena “concentração” de biomassa; os sistemas podem ser a vapor (alternativos, ou mesmo a turbina) ou utilizar gaseificadores da biomassa acoplados a motores (Diesel ou Otto).
- b) Geração em escala média / grande (dezenas de MW); ciclos a vapor: Tecnologias totalmente comerciais e amplamente empregadas nas agro-indústrias da cana de açúcar ou celulose. As eficiências na conversão para energia elétrica são fortemente dependentes do nível de pressão utilizado e do uso de co-geração total ou parcial.
- c) Geração em escala média / grande (dezenas de MW); ciclos de gaseificação / turbinas a gás: Estas tecnologias não são comerciais, hoje, no mundo. Devem ser consideradas na análise do potencial, e na análise de prioridades para desenvolvimento tecnológico, pelo seu estágio atual e pela promessa de bom desempenho técnico / econômico apresentada.

4.1.1 Turbinas a gás

As turbinas a gás (TG) são equipamentos pertencentes ao grupo de motores de combustão interna e têm uma faixa de operação que varia desde pequenas potências como 100 KW até grandes potências como 180 MW, concorrendo assim tanto com os motores de combustão interna (DIESEL e OTTO) quanto com as instalações a vapor (TV) [34].

Podendo ser utilizada como uma turbomáquina (máquinas rotativas), as TG possuem grande vantagem comparada com motores de combustão interna uma vez que nelas há ausência de movimentos alternativos e de atrito entre superfícies metálicas (pistão/camisa do cilindro). Há também um baixo consumo de óleo lubrificante (pois não entra em contato

direto com as partes de temperatura mais elevada, nem com os produtos de combustão). Além disso, observa-se outra vantagem: alta confiabilidade deste equipamento [34].

Outro aspecto positivo é a baixa inércia térmica que permite a obtenção da plena carga em tempo reduzido, o que torna as turbinas a gás indicadas para sistemas de geração de energia elétrica de ponta, onde o processo de partida e a necessidade de carga plena no menor tempo possível são essenciais [34].

O uso de turbinas a gás na cogeração proporciona uma eficiência global de aproximadamente 75%. Da energia total intrínseca ao combustível utilizado na combustão, cerca de 30% é convertida em energia mecânica. Aproximadamente 50% da energia encontrada nos gases de exaustão (que são evacuados a temperaturas da ordem dos 500-600 °C). Parte do restante da energia (cerca de 20%) é absorvida pelo sistema de refrigeração e o resto é perdido no meio ambiente [35].

A Figura 3 mostra as partes principais de uma turbina a gás.

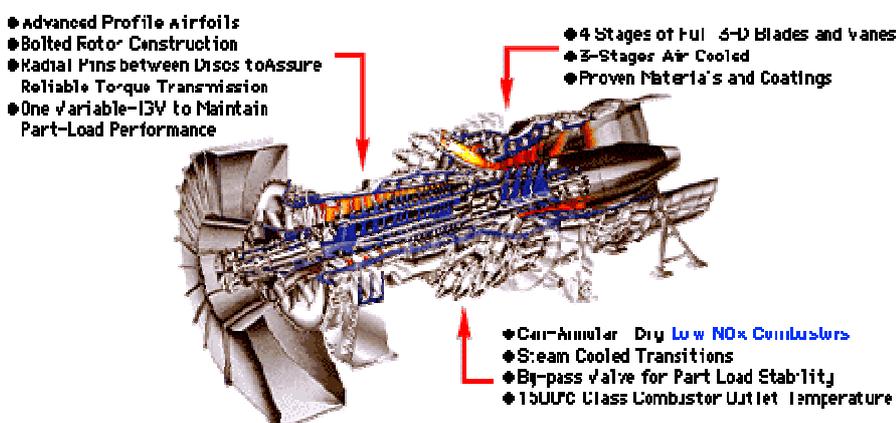


Figura 3 – Principais partes de uma turbina a gás.

Fonte: EletroMec On Line [36].

Vantagens [35]:

- Manutenção simples (menores tempos de inspeção);
- Elevada confiabilidade;

- Baixa poluição ambiental;
- Não necessita de vigilância permanente;
- Disponibiliza energia térmica a temperaturas elevadas (500° a 600°);
- Unidades compactas e de pequeno peso;
- Arranque rápido e
- Baixo nível de vibrações.

Desvantagens [35]:

- Limitado ao nível de variação de combustível consumido;
- Tempo de vida útil curto;
- Ineficácia em processos com poucas necessidades térmicas e
- Necessidade de uso de dispositivos anti-poeiras/sujeira, anti-corrosão (em especial em casos de pausas de funcionamento prolongado).

4.1.2 Turbinas a vapor

Uma máquina motora a vapor tem como objetivo transformar a energia, contida no fluxo contínuo de vapor que recebe, em trabalho mecânico. O trabalho mecânico realizado pela máquina pode ser o acionamento de um equipamento qualquer, como, por exemplo, um gerador elétrico, um compressor, uma bomba [37].

A cogeração com turbinas a vapor tem-se difundido principalmente na produção centralizada de energia elétrica nas grandes instalações (acima dos 20MW), e em indústrias onde são indispensáveis grandes quantidades de vapor para o processo. Entre as quais se destacam as indústrias de pasta de papel, refinarias de petróleo, indústria química, entre outras. A grande difusão dos sistemas de cogeração com turbinas a vapor pode ser parcialmente atribuída às vantagens da longa vida útil e à adequação desses equipamentos ao uso de uma grande variedade de combustíveis [35].

A Figura 4 mostra o esquema de uma turbina a vapor.

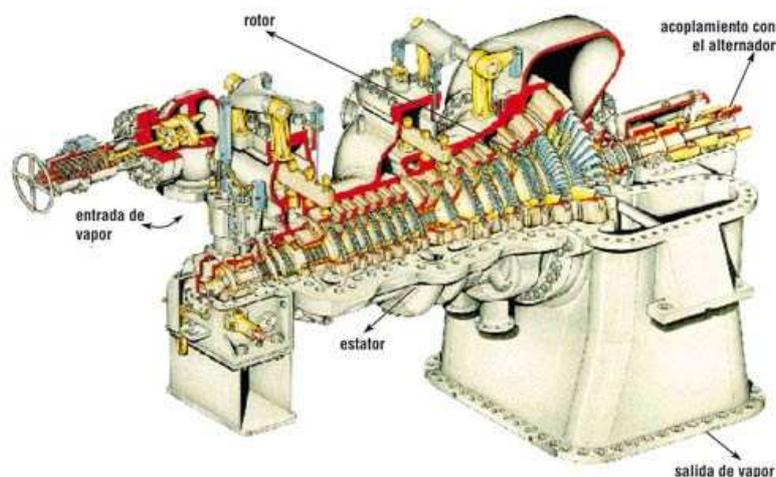


Figura 4 – Esquema de uma turbina a vapor.

Fonte: Renovetec [38].

Vantagens [35]:

- Tempo de vida útil elevado;
- Não necessita de vigilância constante;
- Equipamento seguro;
- Eficiência global elevada;
- Capacidade de fornecer vapor à alta pressão e/ou pressão atmosférica e
- Elevado tempo de trabalho entre manutenções.

Desvantagens [35]:

- Reduzido número de aplicações;
- Baixo rendimento elétrico;
- Arranque lento;
- Problemas de controle de emissão de poluentes;
- Dependência de um tipo de combustível no dimensionamento, ou seja só pode usar o combustível idêntico aquele para que foi projetado o sistema e

- Investimento inicial elevado.

4.1.3 Ciclo combinado

A cogeração em ciclo combinado é constituído por um sistema de cogeração com turbinas a gás e por um sistema de cogeração com turbinas a vapor, que são projetados e executados de forma a se complementarem [35].

Este tipo de cogeração é predominantemente utilizada em situações em que se deseja produzir energia elétrica e térmica úteis em quantidades variáveis, de acordo com as cargas consumidoras, ou para atender a mercados específicos. Sendo ainda a melhor opção para as aplicações nas quais a demanda de eletricidade é superior à demanda de vapor. Existem plantas tão flexíveis que podem operar desde a produção máxima de energia elétrica sem extração de vapor para uso no processo industrial, até à produção máxima de vapor para processo sem a produção de energia elétrica. Outro modelo deste tipo de cogeração é aquele em que os acionamentos são de equipamentos mecânicos ao invés de geradores elétricos [35].

Os sistemas em Ciclo Combinado apresentam uma grande flexibilidade na relação de produção de eletricidade e calor, face às várias possibilidades de arranjo destes sistemas. Em comparação com grande parte das tecnologias apresentadas anteriormente, a de Ciclos Combinados permite, de uma maneira geral, uma maior extração de potência por unidade de calor [35].

Vantagens [35]:

- Elevada eficiência;
- Grande flexibilidade na quantidade de energia térmica produzida e
- Redução custos globais de operação.

Desvantagens [35]:

- Sistema global sujeito a um somatório das desvantagens dos dois sistemas em separado (Cogeração com Turbina a Gás e a Vapor) e
- Maior complexidade do sistema global.

4.1.4 Motor de combustão interna

Esta tecnologia apresenta de uma forma geral, um rendimento térmico superior às demais tecnologias, como turbinas a gás e vapor, embora também tenha graves restrições associadas à recuperação do calor, quando deparado a baixos níveis de temperatura. A viabilidade de aplicação dos motores em cogeração é limitada aos casos em que o processo requer uma quantidade relativamente grande de calor a baixas temperaturas. A quantidade de calor que pode ser efetivamente recuperada depende do tipo de motor em consideração – porte e se o motor é turbo alimentado ou de aspiração natural – assim como do regime operacional [35].

Quanto ao modo de funcionamento de um Motor de Combustão Interna, distinguem-se dois grupos de motores, os de Explosão (ou Motores de ciclo Otto) e os Diesel. Neste tipo de equipamento, o combustível é misturado ao ar atmosférico na câmara de combustão, onde ocorre a combustão. A força expansiva dos gases de combustão provocam o movimento cíclico de um pistão num cilindro, produzindo assim energia mecânica. Este trabalho desenvolvido pelo motor é usado para acionar um gerador elétrico, com vista a produzir energia elétrica [35].

A diferença básica entre o Ciclo Otto e Diesel está na forma como ocorre a combustão do combustível. No ciclo Diesel, a combustão ocorre pela compressão do combustível na câmara de combustão, enquanto no ciclo Otto, a combustão ocorre pela explosão do combustível através de uma faísca na câmara de combustão. Ou seja os princípios básicos são muito semelhantes aos usados nos motores tradicionais dos automóveis a gasolina [35].

Os Motores de Explosão utilizam como combustível mais frequente o gás natural, mas também podem queimar propano, butano ou uma mistura dos dois, biogás, gás de síntese, nafta química, entre outros. Em relação aos motores que usam o ciclo Diesel, os combustíveis permitidos e mais utilizados abrangem uma grande variedade de combustíveis líquidos, desde os vários tipos de fuelóleo ao gasóleo e ainda misturas de combustíveis gasosos com líquidos em proporções que permitam a auto-ignição, denominados de *dual fuel* [35].

Para a utilização de gás natural como combustível, o ciclo recomendável é o ciclo Otto. Sendo nestes casos misturado o gás com o ar em determinadas proporções e a uma pressão e temperatura pré-estabelecidas. No entanto, pode-se utilizar o gás natural em equipamentos de ciclo Diesel desde que o combustível inserido na câmara de combustão seja uma mistura de gás natural com 3-5% de diesel. Estes equipamentos são conhecidos como *bi fuel* ou *dual fuel*, em função do modo em que são executadas as misturas de combustíveis. Nestes sistemas que fazem uso do ciclo Diesel, de modo a permitir que o gás natural seja inflamado por compressão é necessário recorrer ao uso de compressores de elevada potência, de modo a criar as elevadas pressões de gás necessárias à injeção deste nas câmaras/cilindros de combustão [35].

A Figura 5 mostra um grupo gerador com motor a combustão.



Figura 5 – Grupo gerador com motor a combustão.

Fonte: Stemac [39].

Vantagens [35]:

- Arranque rápido;
- Fácil adaptação a variações das necessidades térmicas;
- Elevada eficiência mecânica e
- Não necessita de vigilância constante.

Desvantagens [35]:

- Tempo de vida útil curto;
- Baixo rendimento térmico e
- Custos de manutenção elevados (frequentes inspeções).

4.1.5 Célula combustível

Uma célula combustível é um dispositivo eletromecânico, que converte a energia química do combustível diretamente em energia elétrica, sem estágios intermediários de combustão e produção de energia mecânica [35].

As células a combustível são células galvânicas nas quais a energia de Gibbs de uma reação química é transformada em energia elétrica (por meio da geração de uma corrente) [40].

Com a tecnologia atual, o único combustível que proporciona correntes de interesse prático é o hidrogênio, apesar de já existirem células que utilizam diretamente metanol como combustível. Mas, neste caso, as correntes obtidas ainda são relativamente baixas [40].

Todas as células de combustível são constituídas por dois eletrodos, um positivo e outro negativo, designados por cátodo e ânodo, respectivamente. Igualmente, todas as células têm um eletrólito, que tem a função de transportar os íons produzidos no ânodo, ou no cátodo, para o eletrodo contrário, e um catalisador, que acelera as reações eletroquímicas nos eletrodos [35].

O campo de aplicação das células de combustível é extremamente vasto, abrangendo desde unidades móveis de cerca de 50W até centrais de produção elétrica de 10MW. As aplicações mais importantes para as células de combustível são as centrais de produção de eletricidade estacionária e de distribuição, veículos elétricos motorizados e equipamentos elétricos portáteis [35].

A Figura 6 mostra o princípio de funcionamento de uma célula a combustível.

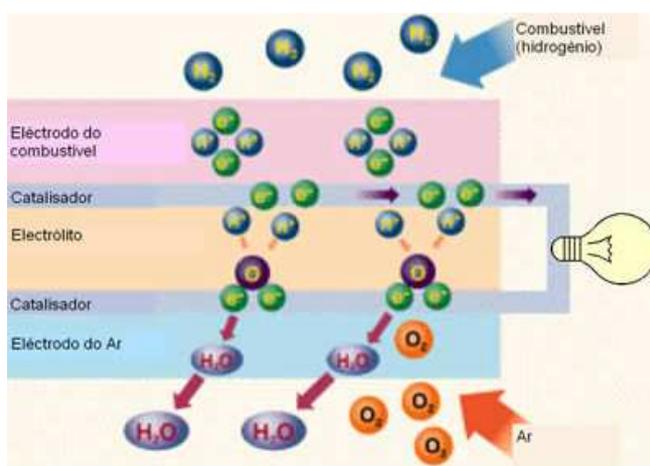


Figura 6 – Princípio de funcionamento de uma célula a combustível.

Fonte: Ceeta [41].

As desvantagens de acordo com BRANDÃO [35], são o rendimento elevado e a baixa emissão de poluentes. Ainda, segundo o autor a desvantagem é o custo elevado.

4.1.6 Micro-turbinas

O termo “Micro-Turbina” refere-se em geral a um sistema de dimensões relativamente reduzido composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador elétrico, com uma potência total disponível não superior a 250 kW. Para sistemas semelhantes, mas com potências entre 250kW e 1MW, é usualmente utilizado o termo “Mini-Turbina” [35].

A maioria das Micro-Turbinas existentes no mercado têm como função principal produzir eletricidade, podendo funcionar em Cogeração utilizando equipamento adicional. No entanto existem Micro-Turbinas criadas de raiz para funcionamento em Cogeração [35].

As Micro-Turbinas são na maioria Turbinas a Gás, com um andar de expansão. Com o objetivo de aumentar o rendimento da Micro-Turbina é usual integrar no sistema um regenerador que permite aproveitar o calor disponível nos gases de escape para aquecer o ar novo antes de este entrar na câmara de combustão [35].

O calor libertado na combustão eleva a temperatura da mistura ar-combustível e consequentemente a sua pressão. Ao passar na turbina a mistura expande-se transmitindo energia mecânica ao veio, acionado o compressor e o gerador. O rendimento elétrico atingido é da ordem dos 30% em Micro-Turbinas com regenerador. Em sistemas de cogeração o rendimento global pode atingir mais de 80%. Os últimos desenvolvimentos tecnológicos apontam para a utilização de materiais cerâmicos nas seções quentes da Micro-Turbina, o que permite atingir temperaturas mais elevadas e consequentemente rendimentos mais elevados [35].

Na figura 7 segue o diagrama das principais partes de uma microturbina.

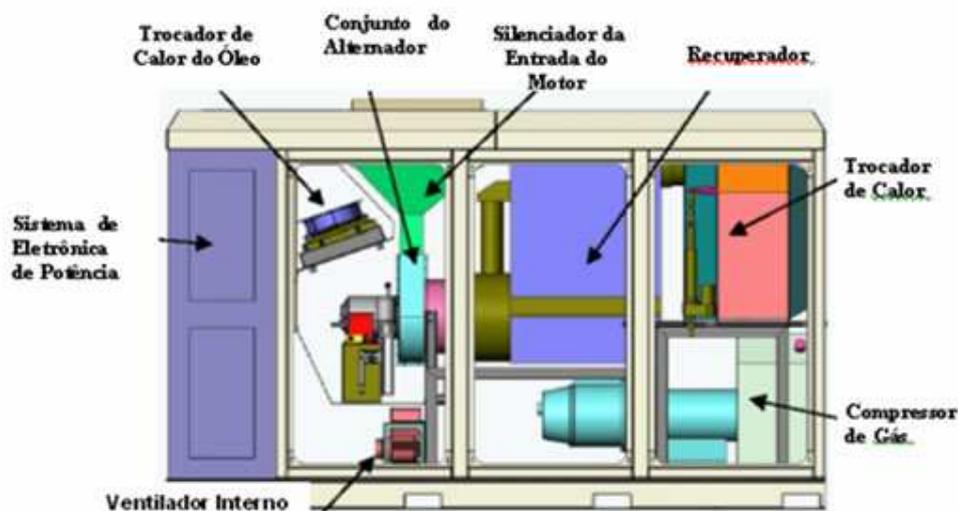


Figura 7 – Diagrama das principais partes de uma microturbina.

Fonte: Projeto Microturgn [42].

4.2 PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE ATRAVÉS DA BIOMASSA

De acordo com WALTER, FAAIJ e BAUEN [43], as tecnologias de produção de eletricidade através da biomassa podem ser classificadas em dois grandes grupos: aquelas baseadas na combustão direta da biomassa e aquelas em que são empregados combustíveis derivados – gasosos ou líquidos. No primeiro grupo estão as centrais elétricas baseadas no ciclo a vapor, inclusive aquelas em que a biomassa é misturada com um combustível fóssil antes ou durante a combustão (*co-firing*). No segundo grupo estão as tecnologias baseadas na gaseificação ou na pirólise da biomassa, integradas às turbinas a gás, motores de combustão interna ou células a combustível.

Segundo MACEDO [44], a produção de energia elétrica a partir de biomassa apresenta duas características importantes:

- a) O conteúdo energético da biomassa é relativamente pouco “denso” espacialmente, exigindo coleta e transporte para concentrar o insumo; portanto, os custos do insumo crescem com a capacidade da unidade de conversão;
- b) As tecnologias de conversão para energia elétrica convencionais, essencialmente termoelétricas, apresentam forte economia de escala (o investimento por unidade de insumo cai e as eficiências de conversão aumentam, com a capacidade).

4.2.1 Produção de eletricidade utilizando a combustão da biomassa

A combustão da biomassa é uma forma de se gerar energia, mas ressaltasse que este método não se aplica ao caso do esterco de porco.

Entre os anos 70 e 80 nos Estados Unidos, foram instaladas unidades de conversão de energia elétrica através da combustão de biomassa, cuja produção representava 8% da capacidade de geração independente de energia naquele país [43].

Essas unidades geradoras tinham, em geral, uma baixa eficiência se comparada às outras fontes de energia elétrica devido à redução de custo de capital (US\$/kW instalado), o que fazia com que a condição de geração do vapor (pressão e temperatura) não fossem as ideais, tendo como resultado uma eficiência térmica que ficasse entre 14% e 18% (com os melhores resultados numa faixa de 20% a 25%). No entanto, utilizando tecnologias como a de leito fluidizado circulante e grelhas vibratórias com resfriamento de água, a eficiência da caldeira pode chegar a 89% (baseado no poder calorífico inferior) [43].

Outro fator relevante na questão das centrais elétricas convencionais que empregam biomassa é que devem ser de pequena capacidade (geralmente abaixo de 100 MW), uma vez que em uma central maior o custo do transporte da matéria-prima seria proibitivo [43].

Já a técnica *co-fring* utiliza-se da combinação de biomassa e combustíveis fósseis (sendo o carvão mineral o mais usado) nas centrais termoelétricas e também nas caldeiras industriais a vapor. Devido a uma considerável redução dos riscos técnicos e econômicos, o *co-fring* é considerado, em alguns países, o primeiro passo para o maior uso da biomassa na geração de energia elétrica [43].

Contudo, não é possível o uso direto da biomassa sem que haja um tratamento prévio como a secagem e o fracionamento, uma vez que o carvão mineral geralmente é queimado pulverizado em grandes caldeiras [43].

4.2.2 Produção de eletricidade que emprega combustível derivado da biomassa

Segundo WALTER, FAAIJ, BAUEN [43], a gaseificação da biomassa permite a produção de energia elétrica com o uso de turbinas a gás. As turbinas a gás possuem atributos importantes: uma eficiência térmica razoável e custos de capital que sofrem menor influência dos efeitos de escala. A integração de gaseificadores de biomassa aos ciclos de turbinas a gás

é genericamente chamada de tecnologia BIG-GT (gaseificação de biomassa integrada a turbinas a gás).

A eficiência térmica das centrais elétricas que empregam turbinas a gás pode ser substancialmente melhorada quando a energia de gases de exaustão, que saem à temperatura elevada, é recuperada e usada para aumentar a produção de energia elétrica, por meio de um ciclo a vapor, resultando em um ciclo combinado [43].

As principais questões tecnológicas na demonstração da tecnologia BIG-GT estão relacionadas com o aumento da escala das tecnologias de gaseificação, à limpeza do gás e à adaptação das turbinas a gás ao baixo poder calorífico do combustível. Até agora, os principais processos de gaseificação de biomassa possuem uma capacidade de conversão de biomassa de aproximadamente 19 toneladas por dia (tpd). Para chegarem ao estágio de comercialização, unidades com capacidade de pelo menos 100 tpd precisam operar com eficiência e confiabilidade [43].

Para evitar impactos ambientais e danos aos equipamentos auxiliares do gaseificador, o gás combustível deve ser limpo antes da combustão na turbina a gás. A qualidade do gás deve atender padrões bastante rigorosos relativos aos teores de álcalis, de alcatrão e de particulados para evitar a erosão, acúmulo de resíduos e corrosão na seção quente da turbina [43].

4.2.3 Produção de eletricidade usando a gaseificação da biomassa integrada a motores de combustão interna

A produção de eletricidade por meio de gaseificadores de biomassa integrados a motores de combustão interna é uma tecnologia comercial para instalações de pequena capacidade (com a maioria delas com capacidade inferior a 150 kW) [43].

Há um grande potencial para essa alternativa nos países em desenvolvimento, especialmente em áreas isoladas onde a conexão com a rede elétrica não é possível ou é cara, com o uso de sistemas de limpeza de gás a frio e motores a diesel alimentados a gás ou até mesmo com sistemas operando com dois combustíveis diferentes simultaneamente, como por exemplo, gás e óleo diesel [43].

4.2.4 Produção de eletricidade por meio do emprego da pirólise da biomassa

Uma das vantagens potenciais dessa tecnologia é a desvinculação da produção de eletricidade com a produção de biomassa: o óleo resultante da pirólise poderia ser transportado até as centrais elétricas, e as limitações relativas ao tamanho da instalação e aos impactos ambientais poderiam ser superadas [43].

A pirólise rápida da biomassa e o subsequente uso do combustível líquido nos motores de combustão interna é uma tecnologia nova e que ainda não foi testada. Além disso, ainda existem dúvidas sobre essa alternativa, principalmente por causa dos problemas de contaminação com substâncias alcalinas e da instabilidade química do óleo devido ao efeito de altas temperaturas [43].

4.2.5 Produção de eletricidade através de células a combustível

A gaseificação de biomassa integrada às células a combustível também é uma opção para a produção de eletricidade. As células a combustível permitem a geração direta de eletricidade por meio da oxidação eletroquímica do combustível. Sua operação não é limitada pela segunda lei da termodinâmica e eficiências da ordem de 45% a 70% foram alcançadas em unidades de pequena capacidade (somente algumas centenas de quilowatts) [43].

Além do alto nível de eficiência mesmo em aplicações de pequena escala e em carga parcial, outras vantagens importantes são os baixos níveis de emissão de óxido de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono (CO) e hidrocarbonetos (HC), comparados aos do uso do gás

nas turbinas ou motores, e o menor consumo d'água em relação às tecnologias concorrentes. As células a combustível são inerentemente pequenas, mas uma unidade com alta capacidade seria possível, levando-se em conta sua característica modular. A modularidade é uma grande vantagem dessa tecnologia, permitindo maior compatibilidade entre capacidade e demanda [43].

A célula a combustível requer um gás sem impurezas (especialmente isento de particulados, alcatrão e de substâncias alcalinas) e com médio poder calorífico, impondo desafios à gaseificação da biomassa e ao processo de limpeza do gás, também porque esses sistemas devem ser confiáveis e econômicos em pequenas escalas [43]. A Figura 8 sintetiza os processos de conversão energética da biomassa.

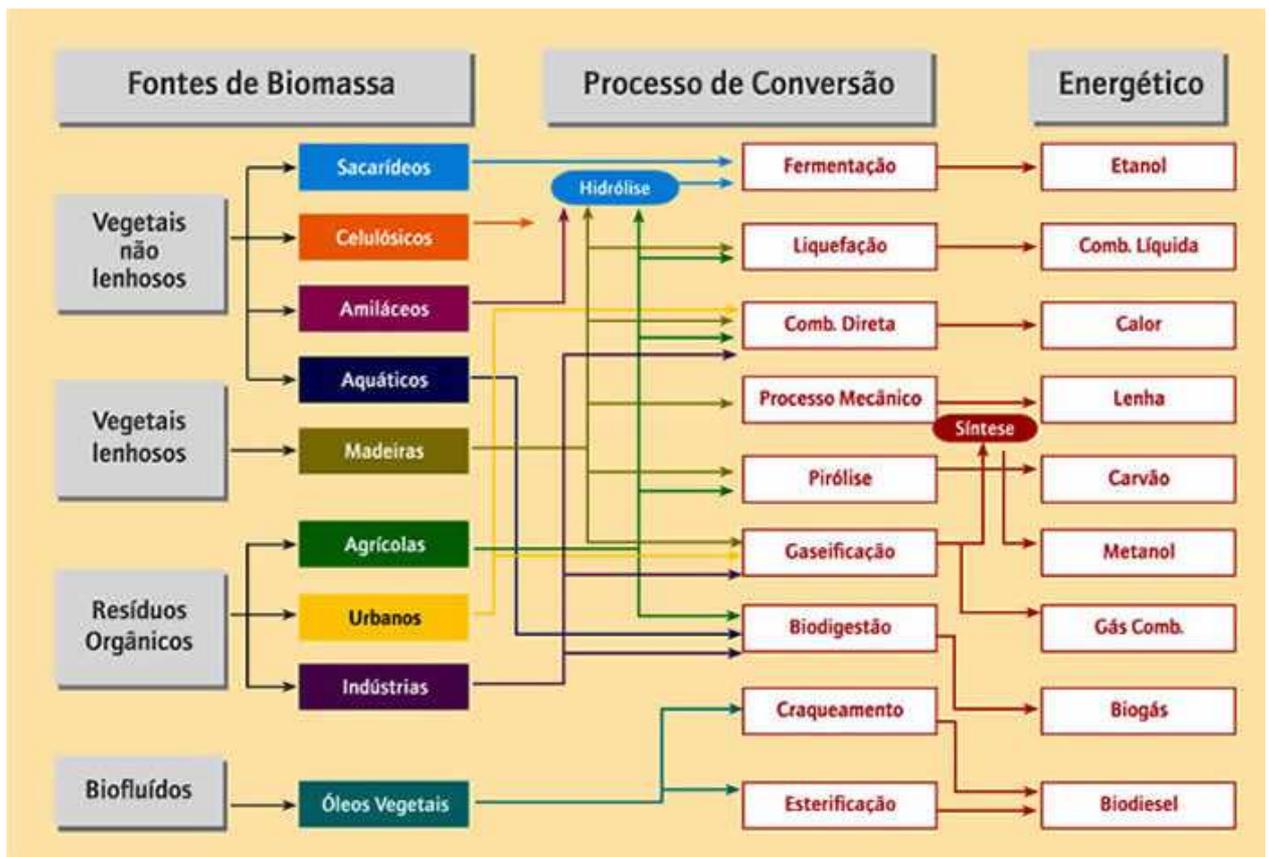


Figura 8 – Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa.

Fonte: ANEEL [22].

5 ASPECTOS DA LEGISLAÇÃO

Foi introduzido no Brasil, em 7 de julho de 1995, a figura do “Produtor Independente de Energia Elétrica”, quando a Lei nº 9074, em seu artigo 11, estabeleceu que “Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco” [45].

A mesma lei, estabeleceu que o Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE estaria sujeito a regras operacionais e comerciais próprias e dispôs sobre como poderia ser procedida a venda de energia elétrica pelo mesmo [45].

Com modificações introduzidas pela Lei nº 9427, de 26/12/96 e Lei 9648, de 27/05/98, na Lei 9074; foram estabelecidas as condições para que o PIE recebesse concessão ou autorização. Ficou estabelecido então, que é objeto de autorização o aproveitamento de potenciais hidráulicos, destinados à produção independente, de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW. No caso de potência superior a 30 MW, há necessidade de obtenção de concessão de uso de bem público, em processo de licitação. Quanto às termelétricas destinadas à produção independente são objeto de concessão, mediante licitação, ou autorização, sem que a lei explicita quando um ou outro processo [45].

A Lei 9074 tornava legalmente possível a produção independente no Brasil, mas era insuficiente para que o “negócio produção independente” fosse viável. O Decreto 2003, de 10/9/96, que regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor, definindo, inclusive, que em se tratando de termelétrica é aplicado o instrumento da autorização, como é descrito no parágrafo abaixo retirado do decreto nº 2003, de 10/9/96 [45]:

“Artigo 4º - Dependem de autorização:

I – a implantação de usina termelétrica de potência superior a 5MW, destinada a autoprodutor e a produtor independente;

II – o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1MW e igual ou inferior a 10MW, por autoprodutor.

Artigo 5º - O aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1MW e a implantação de usina termelétrica de potência igual ou inferior a 5MW independem de concessão ou autorização, devendo, entretanto, ser comunicada ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.”

Este decreto ainda estabeleceu que os autoprodutores e os produtores independentes devem ter livre acesso às redes de transmissão e distribuição, pagando as tarifas de conexão e de uso dessas redes, determinadas pelo órgão regulador elétrico [46].

5.1 CO-GERADOR QUALIFICADO

Através da Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, a ANEEL regulamentou a figura do “co-gerador qualificado” no sistema elétrico brasileiro. A qualificação visa credenciar empreendimentos, segundo aspectos de racionalidade energética, para o uso de benefícios a serem definidos com vista ao fomento de co-geração [46].

Dois são os critérios de racionalidade energética definidos pela resolução. O primeiro estabelece que o montante de energia térmica gerado pelo sistema, na média de dos 12 últimos meses, não pode ser inferior a 15% do aporte energético do combustível. A avaliação deve ser feita em uma base energética considerando o poder calorífico inferior do combustível. O segundo critério está associado a referência energética do sistema, considerando como produtos úteis o calor e a potência, sendo o calor ponderado por um fator que é função do combustível principal e da capacidade de produção de energia elétrica. Na impossibilidade de utilização de dados reais de operação como no caso de novas plantas, a avaliação pode ser feita com base nos dados nominais da instalação, bem como no planejamento da sua operação [46].

A resolução determina eficiências mínimas para a qualificação, sendo que elas são maiores para as instalações que fazem uso de combustíveis fósseis e para as instalações de maior capacidade elétrica. Os valores são especificados para três faixas de capacidade elétrica instalada: sistemas com menos de 5 MW, sistemas com mais de 20 MW, e sistemas de capacidade intermediária [46].

Como se deve atender simultaneamente a ambas as condições, existe uma eficiência de geração elétrica mínima associada à relação de energia térmica/energia do combustível (E_t/E_c). Essa eficiência de geração elétrica é maior na condição de atendimento da relação E_t/E_c mínima (0,15). Na Figura 9 é apresentada a relação entre o parâmetro E_t/E_c mínimo, em termos médios e em base anual, e a mínima eficiência de geração elétrica requerida dos sistemas de co-geração, na mesma base. As duas linhas superiores na figura 9 correspondem ao sistemas de co-geração que fazem uso de combustíveis fósseis (derivados de petróleo, gás natural e carvão mineral), para duas das três faixas de potência especificadas na resolução, enquanto as duas linhas inferiores correspondem a sistemas que fazem uso de outros combustíveis [46].

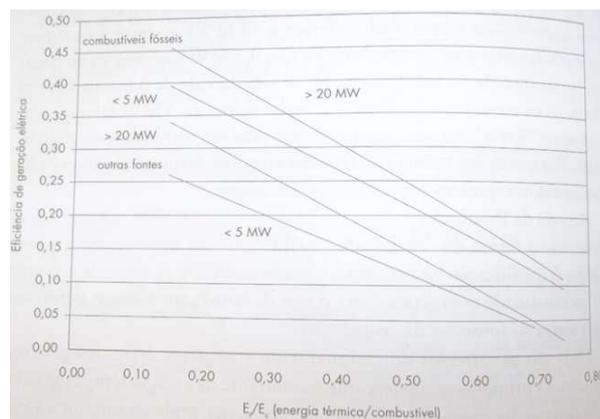


Figura 9– Relação entre E_t/E_c e eficiência de geração elétrica para sistemas de co-geração.

Fonte: Bajay; Ferreira [46].

As diferentes tecnologias de co-geração apresentam relações eletricidade gerada/calor produzido (E_e/E_t) e parâmetros de eficiência típicos. Os autores BAJAY e FERREIRA

elaboraram uma tabela (tabela 7) com base nas informações disponíveis na literatura para esses indicadores. A partir dos dados desta tabela, os autores fizeram uma análise do rigor imposto pela Resolução nº 21/2000 [46].

Tabela 7 – Requisitos de desempenho da qualificação de co-geradores para as principais tecnologias

Tecnologia	FUC	E_e/E_t	MW	Mínima eficiência de geração elétrica
Turbinas a gás + HRSG	0,65	0,30-0,80	< 5	22,0-29,0
			5-20	24,1-31,6
			> 20	25,3-33,3
	0,85	0,30-0,80	< 5	14,5-23,5
			5-20	16,1-25,7
			> 20	16,6-27,0
Ciclos combinados	0,65	0,60-1,50	< 5	26,5-34,0
			5-20	29,0-37,0
			> 20	30,4-39,1
	0,85	0,60-1,50	< 5	20,5-30,0
			5-20	22,5-32,7
			> 20	23,5-34,5
Motores de combustão interna	0,70	0,80-2,40	< 5	27,5-36,5
			5-20	30,0-39,7
			> 20	31,6-41,9
	0,95	0,80-2,40	< 5	20,5-33,0
			5-20	22,5-35,9
			> 20	23,5-37,9

Fonte: Bajay; Ferreira [46].

Sendo FUC o fator de utilização do combustível, definido como: $FUC = (E_t + E_e)/E_c$.

Os menores valores de eficiência de geração elétrica na faixa correspondem aos menores valores da relação E_e/E_t . Assim os sistemas de co-geração que apresentam maior relação E_e/E_t deverão ter maior eficiência elétrica para que o critério de racionalidade energética possa ser satisfeito [46].

Segundo os autores BAJAY e FERREIRA, para os sistemas de co-geração baseados em turbinas a gás e em ciclos combinados, os critérios técnicos da resolução são factíveis, mesmo considerando o fato de que a avaliação é feita como base a média anual. Já para os sistemas de cogeração com motores de combustão interna, o critério de qualificação é bastante rigoroso para sistemas com maiores relações E_e/E_t [46].

A premissa da resolução é de que o co-gerador seja considerado qualificado quando ocasionar uma economia de energia primária em relação ao emprego de um sistema convencional para atendimento de demanda térmica, mais geração termelétrica. Segundo os mesmos autores, um dos problemas da resolução é que, aparentemente, as eficiências de referência utilizadas para a conversão direta em calor e para os ciclos em potência – que determinam o fator de ponderação X, do calor produzido – são muito altas, principalmente para os motores de combustão interna e para os ciclos de potência a biomassa. Um outro problema é a avaliação dos parâmetros tendo por base a média da produção real ao longo de um ano, o que, por um lado, impõe a dificuldade no controle e, por outro lado, faz com que o critério seja ainda mais rigoroso [46].

5.2 PROINFA

Por intermédio da Lei nº 10.438/2002 foi instituído o Programa Nacional de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes

autônomos que empreguem geradores eólicos, pequenas centrais hidrelétricas e usinas termoelétricas consumindo produtos da biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional [46].

Entende-se por produtor independente autônomo aquele cuja sociedade não é controlada por ou coligada de empresa concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. No entanto, a lei prevê que se poderá firmar contrato com produtores não-autônomos, desde que o total contratado não ultrapasse 25% da programação anual e dessas contratações não resulte preterição da oferta de um legítimo produtor independente autônomo [46].

Na primeira etapa do PROINFA serão celebrados contratos, pela ELETROBRÁS, em até 24 meses da publicação da Lei nº 10.438/2002, assegurando a compra de energia a ser produzida no prazo de 15 anos, para a implantação de 3.300 MW de capacidade, envolvendo empreendimentos com início de operação previsto para até o final de 2006 [46].

A capacidade a ser contratada será distribuída igualmente por cada um dos tipos de fontes participantes do programa e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, que terá como piso 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final [46].

Na segunda etapa do PROINFA, após ser atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do programa será realizado de forma que o conjunto das fontes renováveis alternativas atenda a 10% do consumo anual de energia elétrica do país, em um prazo de 20 anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa [46].

Os contratos também serão celebrados com a ELETROBRÁS por um período de 15 anos e o preço a ser pago corresponderá ao custo médio ponderado de geração dos novos empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW e de centrais termoelétrica a gás natural. O valor pago pela energia será rateado proporcionalmente pelos consumidores finais. Para compensar a diferença entre o custo de geração de cada tecnologia

e o valor recebido no contrato com a ELETROBRÁS, o produtor terá direito a um crédito mensal coberto com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 [46].

A aquisição de energia na segunda etapa do PROINFA será feita mediante uma programação, de modo que 15% do incremento anual total da energia disponibilizada ao sistema seja efetuada por empreendimentos considerados no programa. A fiscalização será feita anualmente pela ANEEL, através da emissão, pelo produtor, de um Certificado de Energia Renovável – CER. Na ordenação da contratação, que será precedida de uma chamada pública para os conhecimento dos interessados, a Eletrobrás aplicará os mesmos critérios estabelecidos pela lei para a primeira etapa do programa [46].

A contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa, podendo o poder Executivo, a cada cinco anos de implantação desta segunda etapa, transferir para as outras fontes o saldo de capacidade de qualquer uma delas, não contratada por motivo de falta de agentes interessados [46].

5.3 BARREIRAS REGULATÓRIAS

Todos os autoprodutores e produtores independentes precisam de um fornecimento de eletricidade para satisfazer a sua demanda, quando as unidades geradoras sofrem saídas forçadas ou durante sua manutenção. Quando o autoprodutor ou produtor independente está conectado a rede pública, geralmente a empresa concessionária distribuidora local fornece esse serviço. As concessionárias, no entanto, frequentemente se recusam a fornecer essa energia de reserva, conhecida pelo termo inglês de *back-up*, ou cobram tarifas muito altas por ela, como uma forma de desencorajar a autoprodução e a produção independente. Segundo

BAJAY e FERREIRA [46], a melhor forma de solucionar este problema é a adoção de ações firmes e uma regulamentação justa e transparente.

A ANEEL, através da Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, regulamentou a contratação e a comercialização de reserva de capacidade por parte de autoprodutor ou produtor independente. Reserva de capacidade é o termo atualmente empregado para demanda suplementar de reserva – DSR, e corresponde à potência requerida dos sistemas de transmissão e distribuição quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias de geração elétrica no sistema do autoprodutor ou produtor independente. A energia elétrica requerida durante esses períodos pode ser comprada diretamente no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, ou através de contratos bilaterais, sendo que, no primeiro caso, é preciso adesão prévia ao Acordo de Mercado do MAE [46].

Os contratos devem ter duração mínima de um ano e é preciso efetuar a previsão do número de horas de uso, em base anual, dos sistemas de transmissão e distribuição. Quanto maior for o número de horas previsto, maior será o “fator de uso”, que se aplica como fator multiplicativo sobre os encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Esse fator é calculado através da divisão do número de horas previsto por 1.314 horas. Se, em determinado mês do período anual contratado, o número de horas acumuladas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição for maior que o número de horas contratado ou a frequência de uso do sistema for maior que 12, o fator de uso assumirá um fator máximo igual a 1,2. Segundo a resolução da ANEEL nº 281, de 1999, será cobrada uma tarifa de ultrapassagem sobre o montante que exceder a capacidade contratada [46].

Segundo BAJAY e FERREIRA [46], a fórmula de cálculo do fator traz duas inconsistências graves. Uma é que a única variável da fórmula é o número de horas previsto, em base anual, para o uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e não o verificado; logo, um desempenho melhor do que o previsto não é incentivado pela fórmula. Por outro lado, o

desempenho verificado (se pior do que o previsto) penaliza o autoprodutor ou produtor independente, podendo obrigá-lo a pagar, no ano, mais que um consumidor comum. Além disso, o número de horas empregado no cálculo do fator de uso e a frequência-limite de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para que o fator de uso assuma o seu valor máximo são absolutamente arbitrários, não tendo nenhuma relação com as saídas programadas e forçadas das unidades autoprodutoras ou produtoras independentes existentes ou projetadas para entrada em serviço a curto ou médio prazo no setor elétrico brasileiro. A resolução não diferencia as saídas programadas da planta em relação às suas saídas forçadas.

Uma outra barreira à difusão da autoprodução e da geração independente de eletricidade se coloca quando, apesar dos possíveis benefícios obtidos com o livre acesso às redes de transmissão e distribuição, eles não se materializam devido a tarifas elevadas ou mal distribuídas a serem pagas pelo uso de tais redes [46].

6.1 PREMISSAS INICIAIS

Este trabalho leva em consideração que o tempo de vida útil do projeto é de 20 anos e que o investimento inicial será feito sem financiamentos, que o biodigestor está implementado (o que não aconteceu de fato) e que tem capacidade de armazenar a produção de dejetos da população de suínos no município de Capitão. Também não serão levadas em consideração neste estudo as receitas geradas pela venda da produção de biofertilizante e pelos possíveis créditos de carbono gerado pela queima do metano. E que o transporte dos dejetos será feito por um caminhão tanque e os dejetos serão doados pelos suinocultores.

6.2 VIABILIDADE ECONÔMICA

Nesta seção, serão analisados os métodos de cálculos dos custos e benefícios do projeto do grupo gerador de energia elétrica. O benefício calculado será o retorno monetário da produção de energia elétrica produzida pela unidade geradora.

As despesas consideradas no projeto serão: investimento inicial do projeto, os gastos em manutenção e mão de obra e transporte e as tarifas e encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão.

As análises de investimentos consideradas serão: o VPL, a TIR e *payback*.

6.2.1 Retorno monetário

Os benefícios gerados com a produção de energia elétrica gerada no grupo gerador foram interpretados como a renda recebida por gerar eletricidade para a concessionária de energia elétrica. A fórmula do cálculo está determinada na Equação (1):

$$R_M = E_G \times P_{EE} \quad (1)$$

Onde:

R_M : Retorno monetário (R\$/ano);

E_G : Energia gerada (MWh/ano);

P_{EE} : Preço médio do MWh comercializado (R\$/MWh).

6.2.2 Investimento inicial do projeto

O investimento inicial foi classificado como o gasto necessário para a implantação das instalações e aquisição dos materiais e equipamentos, além do caminhão para fazer o transporte dos dejetos. A estimativa do valor do investimento inicial foi realizada por meio da Equação (2):

$$II = CEI \times PE + C \quad (2)$$

Em que:

II : Investimento Inicial (R\$);

CEI : Custo estimado de implementação (R\$/kW);

PE : Potência elétrica (kW);

C : Caminhão (R\$).

6.2.3 Gastos em manutenção, mão de obra e transporte

Os custos de manutenção foram computados como os gastos com a manutenção do grupo gerador e os gastos referentes à mão de obra para operar o sistema. Para estimar a manutenção do grupo gerador, foi considerado o intervalo de manutenção dos componentes como: troca de óleo e lubrificação, conforme o manual do equipamento fornecido pelo

fabricante, em função do tempo de operação grupo gerador. Assim, o gasto anual com a manutenção do grupo gerador pode ser obtido utilizando-se da equação (3).

$$G_{OMGG} = CEOM \times EE \quad (3)$$

Sendo:

G_{OMGG} : Gastos com a manutenção do grupo gerador (R\$/ano);

$CEOM$: Custo estimado operação e manutenção (R\$/kWh);

EE : Energia elétrica (kWh/ano).

A produção de esterco é dividida entre várias propriedades rurais e, portanto, é necessário o uso de um caminhão para fazer o transporte dos dejetos. O custo total do transporte dos dejetos está descrito na Equação (4):

$$G_{TD} = \frac{km \times c}{rl} + s \quad (4)$$

Onde:

G_{TD} : Gasto com transporte de dejetos (R\$/ano);

km : quilômetros rodados por ano (km/ano);

rl : consumo de combustível (km/l);

c : custo do combustível (R\$/l);

s : salário anual do motorista (R\$).

6.2.4 Tarifas e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas referentes a tais sistemas. As tarifas são (i) tarifa cobrada pelo uso da

rede local de distribuição exclusiva de cada distribuidora (TUSD) e (ii) tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão (TUST) [52].

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres e Especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual a geradora ou os Consumidores Livres ou Especiais relevantes estejam conectados. A TUSD tem duas finalidades: (i) remunerar a concessionária pelo uso da rede proprietária local, através do “Serviço TUSD”, que varia de acordo com a pico de carga de energia de cada consumidor, e (ii) considerar os encargos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, através de “Tarifas TUSD”, que são estabelecidas pelas autoridades reguladoras e dependem da quantidade de energia consumida por cada consumidor. O valor a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação da quantidade de energia elétrica contratada junto à concessionária de distribuição, em kW, pelas duas tarifas estabelecidas pela ANEEL: (i) uma tarifa em R\$/kW que inclui a remuneração da concessionária e o TUST e (ii) uma tarifa em R\$/MWh, que inclui encargos relacionados com energia elétrica e outros custos relacionados à rede de distribuição [52].

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres e Especiais pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas de transmissão. Os usuários de rede, inclusive geradoras, distribuidoras e Consumidores Livres e Especiais, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão,

mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica [52].

Contudo, a resolução normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004 em seu artigo 1º, estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, os de geração caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada [53].

No artigo 3º da mesma resolução, relata que: *“Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução”*. O inciso IV complementa: *“Aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.”* [53].

Portanto a quantia gasta no projeto nestes dois tributos será de R\$ 0,00.

6.2.5 VPL

O valor presente líquido (VPL) é um indicador que permite avaliar a viabilidade econômica do projeto durante seu período de vida útil. O VPL é definido pelo valor atual dos benefícios menos o valor atual dos custos ou desembolsos, que foi calculado utilizando-se da equação (6):

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} \quad (6)$$

Sendo:

B_i : Benefício do projeto, em reais, no ano i (R\$);

C_i : Custo do projeto, em reais, no ano i (R\$);

r : Taxa de desconto (%);

i : Contador de tempo (anos);

n : Período de vida útil do investimento (anos).

O VPL representa, em valores monetários presentes, a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de todo o projeto. Se o VPL for positivo, significa que foi recuperado o investimento inicial aplicado à taxa mínima de atratividade (TMA), sendo neste trabalho adotada uma taxa mínima de atratividade de 10% a.a.

6.2.6 Taxa Interna de Retorno

O método da taxa interna de retorno (TIR) requer o cálculo da taxa que zera o valor presente líquido (VPL). A taxa interna de retorno (TIR) foi determinada pela equação (7):

$$\sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} = 0 \quad (7)$$

Em que:

B_i : Benefício do projeto, em reais, no ano i (R\$);

C_i : Custo do projeto, em reais, no ano i (R\$);

r : Taxa de desconto (%);

i : Contador de tempo (anos);

n : Período de vida útil do investimento (anos).

Os projetos de investimentos que apresentam TIR maior que a taxa de mínima de atratividade são considerados viáveis.

6.2.7 Payback

O período de recuperação do capital, também conhecido como *Payback Time* ou *Payback* Simples (PBS), consiste essencialmente em determinar o tempo necessário para que o somatório do fluxo de caixa seja igual ao investimento inicial. Já o *Payback* descontado ou *Payback* econômico (PBE), considera que o somatório do fluxo de caixa descontado a uma taxa mínima de atratividade (TMA) seja, no mínimo, igual ao investimento inicial.

6.3 DADOS TÉCNICOS

Nesta seção estão inclusos os dados técnicos de maior relevância do projeto: produção de metano, características da instalação do grupo gerador e a produção de eletricidade. Estes dados serão importantes para estimar os valores de itens que são proporcionais a potência elétrica ou a energia produzida.

6.3.1 Produção de metano

A produção de metano pode ser calculada da seguinte forma apresentada pelo CENBIO [53], adaptando-a para a produção diária:

$$m_{CH_4}^3 = cabeças \times E_t \times P_b \times Conc_{CH_4} \times VE^{-1} \quad (9)$$

Sendo:

E_t : Esterco total [$kg_{estercot}/(dia.unidade\ geradora)$];

P_b : Produção de biogás [$kg_{biogás}/kg_{estercot}$];

$Conc_{CH_4}$: Concentração de metano no biogás [%];

VE^{-1} : Volume específico (sic) do metano [$kg_{CH_4}/m^3_{CH_4}$], sendo este igual a 0,670 $kg_{CH_4}/m^3_{CH_4}$.

Na Tabela 8 são apresentados valores para conversão energética de esterco de outras criações [54].

Tabela 8 – Valores de conversão energética para diferentes tipos de efluentes

Origem do material	E_t	P_b	$Conc_{CH_4}$
Suínos	2,25	0,062	66%
Bovinos	10	0,037	60%
Equinos	12	0,048	60%
Aves	0,18	0,055	60%
Abatedouro (kg)	1,0	0,100	55%
Vinhoto (kg)	1,0	0,018	60%

Fonte: CENBIO [54].

Com estes valores pode-se calcular o potencial estimado de produção de biogás que pode ser produzido pelos dejetos dos suínos no município de Capitão, utilizando a fórmula (11):

$$m^3_{CH_4} = 55170 \times 2,25 \times 0,062 \times 0,66 \times 0,67^{-1} = 7581,35 m^3_{CH_4}$$

6.3.2 Produção de eletricidade

O cálculo do potencial elétrico do biogás é dado pela Equação (10) [55]:

$$PE = \frac{Q_{biogás} \times PCI_{biogás} \times n_{geradores} \times 4,1868}{86400} \quad (10)$$

Sendo:

PE : potência elétrica [kW];

$Q_{biogás}$: vazão (produção média) do biogás [m³/dia];

$PCI_{biogás}$: poder calorífico inferior do biogás [kcal/m³];

$n_{gerador}$: eficiência do gerador;

4,1868: fator de conversão de “kcal” (quilo caloria) para “kJ” (quilo joule), onde 1 KJ/s corresponde a 1 MW;

86400: conversão de 1 dia para o equivalente em segundos.

O valor do Poder calorífico inferior (PCI) do biogás é igual a 5.000 kcal/Nm³ [56] e que o valor da eficiência varia de um gerador com motor a combustão varia de 0,25 a 0,45 [35] (adotou-se o valor de 0,30 neste trabalho) pode-se então calcular o potencial elétrico do biogás do projeto do biodigestor de Capitão:

$$PE = \frac{7581,35 \times 5000 \times 0,3 \times 4,1868}{86400} = 551,07 \text{ kW}$$

6.3.3 Decisões de projeto

Conforme MACEDO [33], o biodigestor de Capitão se qualifica em geração de pequena escala (menor que 1 MW). Portanto os sistemas de geração de energia podem ser a vapor (alternativos, ou mesmo a turbina) ou utilizar gaseificadores da biomassa acoplados a motores (Diesel ou Otto).

O modelo de gerador de energia elétrica neste projeto será o motor de combustão interna. Este foi escolhido devido ao fato de não precisar de vigilância constante, poder operar com diferentes tipos de combustíveis e além de ter alguns fabricantes no sul do Brasil como a Biogás motores estacionários [57] e a Fockink [58] (o que facilita para possíveis manutenções especializadas do grupo gerador).

6.4 ANÁLISE ECONÔMICA

Obtidos os dados técnicos é possível fazer uma estimativa dos custos para realizar o projeto da planta de geração de energia elétrica.

Segundo DEUBLEIN e STEINHAUSER [59], o custo estimado de implementação de uma usina geradora de utilizando um motor alternativo de combustão interna é de US\$ 1200,00 /kW e a cotação do dólar no dia 25 de maio de 2012 foi de R\$ 1,99 /US\$ [60] e o preço de um caminhão[61], modelo Volkswagen 17.180 TB-IC(E)4X2 (Figura 11) ano de 2012, é de R\$ 135.800,00 e o preço de uma carroceria tanque 15000 litros é de R\$ 28.200,00, custando o caminhão no total R\$ 164.000,00. Tendo-se esses valores é possível estimar o valor do investimento inicial através da Equação (2).

$$II = 1.200 \times 551,07 \times 1,99 + 164.000 = R\$ 1.479.955,16$$



Figura 11 - Volkswagen 17.180 TB-IC(E)4X2.

Fonte: icaminhões [62].

Para a estimação do custo de manutenção do grupo gerador utiliza-se o valor do custo estimado de operação e manutenção. Este valor é de US\$ 0,018 /kWh [63] e a cotação do dólar no dia 25 de maio de 2012 foi de R\$ 1,99 [60]. Prevendo-se que o grupo gerador irá parar duas horas por mês para possíveis manutenções chega-se ao número de 8736 horas de trabalhos anuais, gerando uma energia equivalente a 4814,15 MWh/ano. E que o preço médio do MWh comercializado para o ano de 2012 é de R\$ 102,07 /MWh [64]. Com estes valores é possível calcular os valores de operação e manutenção anual e o valor de retorno monetário utilizando, respectivamente, as fórmulas (3) e (1).

$$G_{OMGG} = 0,018 \times 1,99 \times 4.814.000 = R\$ 172.437,48/ano$$

$$R_M = 4814,15 \times 102,07 = R\$ 491.380,29/ano$$

Para a estimação de gastos com o transporte, foram levantados os dados do preço de venda do litro do diesel e do consumo de combustível do caminhão. O preço do litro de diesel foi de 2,086 na média dos postos do município de Lajeado (próximo a Capitão) no dia 27 de maio de 2012 [65]. A Volkswagen não informa o consumo médio de combustível [66], por isso foi utilizado outra fonte [67] para obter esta informação. O consumo médio de um caminhão é de 2,5 km/l. O salário anual de um motorista ficou estimado em R\$ 25.000,00.

O percurso de viagem foi levado em consideração: a capacidade de transporte do caminhão, o volume de esterco suíno produzido diariamente pelo município. Já a quilometragem média de cada viagem, ida e volta, não foi possível obter. Por isso foi estimado uma média de 6 km por viagem. A densidade dos dejetos é de 1.032,15 kg/m³ [68], a população suína é de 55.170 e a produção de esterco diária por cabeça é de 2,25 kg/unidade, tem-se que o volume de esterco produzido diariamente em Capitão é igual a equação (11):

$$Vol = \frac{cabeças \times E_t}{densidade} \quad (11)$$

$$Vol = \frac{55.170 \times 2,25}{1.032,15} = 120,26m^3$$

E que o número de viagens pode ser estimado pelo volume de esterco produzido dividido pela capacidade volumétrica do caminhão tanque, conforme a equação (12):

$$viagens = \frac{Vol}{capacidade} \quad (12)$$

$$viagens = \frac{120,26}{15} = 8,017 \cong 8$$

Ou seja, o caminho percorrido diariamente pelo caminhão é de 48 km, logo o trajeto anual é de 17520 km. Com todos os dados obtidos, substituem-se na equação (4) e tem-se o seguinte resultado:

$$G_{TD} = \frac{17520 \times 2,086}{2,5} + 25000 = R\$ 39.618,00 /ano$$

Com estes valores é possível fazer uma análise financeira do projeto. Sabendo que o gastos totais (manutenção e transporte dos resíduos) por ano são de R\$ 212.055,48 /ano e o retorno monetário é de R\$ 491.380,29 /ano, o que gera uma diferença de 279.324,81

Para obterem-se os resultados dos cálculos da análise econômica utilizou-se o “software” Microsoft Excel. O PBS calculado para o projeto foi de 4,3 anos e o PBE foi de 7,9 anos. O VPL, para uma taxa de 10% a.a. foi de R\$ 856.574,56 e a TIR encontrada foi de 18% (acima dos 10% a.a. planejado inicialmente). Estes resultados mostram que a estimativa do projeto do grupo gerador de energia elétrica é viável economicamente.

6.5 COMPARAÇÃO COM OUTRAS TECNOLOGIAS

Conforme visto no item anterior, o custo de implantação de uma usina de geração de energia elétrica a biogás utilizando motor a combustão é de US\$ 1.200,00/kW ou US\$ 1,20 /W. Comparando-se este valor com os valores obtidos na Tabela 9 para as fontes de energia alternativa (PCHs, usinas eólicas e usinas a energia solar), pode-se chegar as seguintes conclusões:

- Em comparação às pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), o preço de implantação é mais alto. Porém a potência produzida pela planta de geração a biogás não depende da geografia, além de não precisar inundar-se áreas;
- Comparando-se às usinas eólicas, o preço de implantação é semelhante. Porém a vantagem da biomassa é que, novamente, a potência produzida não depende da geografia do local onde vai ser instalada;
- Por fim, a implantação das usinas de biogás são mais baratas do que as células fotovoltaicas.

Tabela 9 – Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia

Tipo de Geração	Custo de implantação	
	ANEEL [U\$/W]	CESP/IMT [U\$/W]
Termelétrica a Diesel	0,40 à 0,50	0,35 à 0,50
Termelétrica a gás	0,40 à 0,65	0,35 à 0,50
Termelétrica a vapor	0,80 à 1,00	-
Termelétrica ciclo combinado	0,80 à 1,00	-
PCH's	1,00	-
Geração eólica	1,20 à 1,50	1,00
Células fotovoltaicas	-	5,00 à 10,00

Fonte: Shayani [69].

7 CONCLUSÃO

Conforme visto neste trabalho, a suinocultura gera problemas de poluição para diversos ecossistemas como a água, o ar e o solo, criando problemas socioambientais para as propriedades criadoras e arredores. No entanto, os dejetos destes animais podem servir, desde que adequadamente tratados, para produzir subprodutos como o adubo e o biogás.

A biomassa e, mais especificamente, o biogás são fontes de energia térmica e elétrica, conforme foi visto nos exemplos de países europeus, dos Estados Unidos e do Brasil.

Existem várias tecnologias para a cogeração de energia elétrica através da biomassa, sendo citadas neste trabalho as turbinas, os motores a combustão e as células a combustível, cada uma com as suas devidas vantagens e desvantagens.

No Brasil existem incentivos para a produção de energia elétrica seja ela de forma qualificada (através do Co-gerador qualificado) ou utilizando-se fontes alternativas (através do Proinfa). No entanto, os mesmos órgãos regulamentadores colocam rígidas restrições legislativas para os autoprodutores de energia elétrica, em especial as Resoluções nº 281 e nº 371, o que desestimula os interessados em seguir neste ramo.

Comunidades que têm grandes criações de suínos (como, por exemplo, Capitão), tem uma possibilidade de utilizar os dejetos de uma forma sustentável e lucrativa. Conforme foi mostrado no Estudo de Caso, produzir energia elétrica utilizando o biogás, gerado da decomposição do esterco de porco em biodigestores, é uma opção lucrativa. No entanto, outras finalidades para o biogás (como, por exemplo, ser vendido como GNV) também devem ser avaliadas para se ter um melhor aproveitamento financeiro do produto.

Ainda sobre o Estudo de Caso, é necessário que, após este relatório, se faça uma avaliação detalhada para ter ciência do quanto que será necessário para implantar uma usina de energia elétrica a biogás e também qual a dimensão real do lucro que será obtido deste investimento.

A biomassa encontra valores parecidos de implantação para PCHs e usinas eólicas, no entanto sobressai-se a vantagem de não ser necessárias condições especiais de geografia para se implantar uma usina. Já as células fotovoltaicas são investimentos mais caros, se comparado aos demais.

8 REFERÊNCIAS

- [1] – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica no Brasil**. 2. Ed. Brasília, 2005 1 p.
- [2] – BIOECOLÓGICA CONSULTORIA E SERVIÇOS AMBIENTAIS LTDA., disponível em: <<http://www.bioecologica.com.br/index.php?id=33>> , acesso em 23 de março de 2012.
- [3] – BAUEN, A. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira**. Campinas: Unicamp, 2005 196 p.
- [4] – Disponível em:
<http://www.suapesquisa.com/ecologiasaude/desenvolvimento_sustentavel.htm> , acesso em 22 de março de 2012.
- [5] – OLIVER, A. P. M. et al. **Manual de treinamento em biodigestão**. v. 2.0, 2008 8 p.
- [6] – PECORA, V. et al. **Biogás e o mercado de carbono**. 2008, 17 p. Nota técnica VIII – Centro nacional de referência em biomassa, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- [7] – HALL, D. O.; HOUSE J. I.; SCRASE, I. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira**. Campinas: Unicamp, 2005 p. 54-55
- [8] – BAJAY, S.V.; FERREIRA, A. L. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira**. Campinas: Unicamp, 2005 p. 109-110
- [9] – ASSIS, F. O.; MURATORI, A. M. **Poluição hídrica por dejetos de suínos: um estudo de caso na área rural do município de Quilombo, Santa Catarina**. Revista Eletrônica Geografar, Curitiba, 2007 43 p.
- [10] - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica no Brasil**. 73 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap4.pdf>, acesso em 10 de abril de 2012.
- [11] – GREIF, S. **A pecuária e as Mudanças Climáticas**, Sociedade Vegetariana Brasileira, disponível em:
<<http://www.svb.org.br/depmeioambiente/PecuariaeMudancasClimaticas.htm>>, acesso em 24 de março de 2012.
- [12] - BLEY JR., C. et al. **Agroenergia da biomassa residual: perspectivas energéticas, socioeconômicas e ambientais**. Foz do Iguaçu/Brasília: Technopolitik, 2009 19 p.
- [13] – STEINFELD, H. et al. **Livestock's long shadow**. Environment Issues and Options. Rome: LEAD and FAO, 2006, Tabelas 6-9 do anexo.
- [14] – STEINFELD, H. et al. **Livestock's long shadow**. Environment Issues and Options. Rome: LEAD and FAO, 2006, p. 95, 96, 99.

- [15] – FRONDIZI, M. R. L., **O mecanismo de desenvolvimento limpo: guia de orientação 2009** – Rio de Janeiro: Imperial Novo Milênio: FIDES, 2009 p. 23-24
- [16] – DENARDIN, V. F.; MAY, P. H. De capital natural a capital natural crítico: o caso da água no oeste catarinense – SC. V Encontro nacional da ECOECO, Caxias do Sul, Rio Grande do Sul, 2003. 1 p.
- [17] – BLEY JR., C. et al. **Agroenergia da biomassa residual: perspectivas energéticas, socioeconômicas e ambientais**. Foz do Iguaçu/Brasília: Technopolitik, 2009 22 p.
- [18] – TÔSTO, S. G.; SOBRINHO, R. P.; ANDRADE, D. C. **Valorização ambiental da perda de solo na cultura da cana-de-açúcar sob colheita queimada e mecanizada no município de Araras, SP**. [S.l.], 1 p.
- [19] – GASPAR, R. M. B. L. **Utilização de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais, com ênfase na agregação de valor: um estudo de caso na região de Toledo – PR**. Programa de pós graduação em engenharia de produção e sistemas, Universidade federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003 40 p.
- [20] – Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F24349F1A246428E1032574240049F201>>, acesso em 22 de março de 2012.
- [21] – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica no Brasil**. Brasília, 2005 77 p.
- [22] – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica no Brasil**. Brasília, 2005 p. 78-87
- [23] – ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY S. V.; ROTHMAN H. **Industrial uses of biomass energy: the example of Brazil**. Energy nº26 pg 217-219. Elsevier Science B.V 2001.
- [24] – LUCAS JR. E SILVA. **Biogás – Produção e utilização**, Unesp, 2005.
- [25] – GASPAR, R. M. B. L. **Utilização de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais, com ênfase na agregação de valor: um estudo de caso na região de Toledo – PR**. Programa de pós graduação em engenharia de produção e sistemas, Universidade federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003 p. 2-4
- [26] – BURANI, G. D. et al. **APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO TRATAMENTO PARA REUSO DA ÁGUA**. São Paulo: IEE/USP; PIPGE/USP; PRH-ANP/04; GEPEA-USP, 2004 p. 4-5
- [27] – TEIXEIRA, V. H. **Biogás**. 1. Ed. Minas Gerais: Universidade Federal de Lavras, 2003. 93 f.
- [28] – Disponível em: <http://verdedentro.files.wordpress.com/2010/05/img_bio.jpg>, acesso em 28 de junho de 2012.
- [29] – GASPAR, R. M. B. L. **Utilização de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais, com ênfase na agregação de valor: um estudo de caso na região de**

Toledo – PR. Programa de pós graduação em engenharia de produção e sistemas, Universidade federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003 p. 12-19

[30] – HALL, D. O.; HOUSE J. I.; SCRASE, I. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira.** Campinas: Unicamp, 2005 25 p.

[31] – HALL, D. O.; HOUSE J. I.; SCRASE, I. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira.** Campinas: Unicamp, 2005 p. 43-47

[32] - Rothman, H.; Furtado, A. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira.** Campinas: Unicamp, 2005 p. 150-151

[33] – MACEDO, I. A., **Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento.** Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Ciência, Tecnologia e Inovação. [S.l.], 2001 p. 1-3

[34] – MARTINELLI JUNIOR, L. C. **Máquinas Térmicas II.** 2002, Panambi. 6 p.

[35] – BRANDÃO, S. S. **Trabalho no âmbito da cadeira: Produção e Planejamento de Energia Elétrica – Cogeração.** Coimbra: Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores Universidade de Coimbra, 2004 p. 11-25

[36] – Disponível em:
<http://m.albernaz.sites.uol.com.br/mecanica_arquivos/M501G_M701G_Gas_Turbine.gif>, acesso em 28 de junho de 2012.

[37] – MARTINELLI JUNIOR, L. C. **Máquinas Térmicas II.** 2002, Panambi. 87 p.

[38] – Disponível em: <<http://www.turbinadevapor.es/images/partesturbinavapor.jpg>>, acesso em 28 de junho de 2012.

[39] – Disponível em: <<http://www.blogstemac.com.br/wp-content/uploads/2011/09/composicao-grupo-gerador1.jpg>>, acesso em 28 de junho de 2012.

[40] – VILLULAS, H. M.; Ticianelli, E. A.; González, E. R. **Células a Combustível: Energia Limpa a Partir de Fontes Renováveis.** [S.l.], 2001 2 p.

[41] – Disponível em:
<<http://www.ceeeta.pt/energia/files/04/img/CelulaCombustivelHidrogeneo.jpg>>, acesso em 28 de junho de 2012.

[42] – Disponível em: <<http://www.cice.ufms.br/imagens/hu/microturbina.jpg>>, acesso em 28 de junho de 2012.

[43] – WALTER, A.; FAAIJ A.; BAUEN, A. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira.** Campinas: Unicamp, 2005 p. 365-381

[44] – MACEDO, I. A., **Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento.** Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Ciência, Tecnologia e Inovação. [S.l.], 2001 2 p.

- [45] - WEG INDÚSTRIAS LTDA. **MÓDULO 4 Geração de Energia**. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/52261261/255/PRODUCAO-INDEPENDENTE-DE-ENERGIA-ELETRICA-NO-BRASIL>>, acesso em: 21 de abril de 2012.
- [46] – BAJAY, S. V.; FERREIRA, A. L. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira**. Campinas: Unicamp, 2005 p. 89-106
- [47] – Disponível em:
<http://www.capitaors.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=61:dados-do-municipio&Itemid=75> , acesso em 24 de abril de 2012.
- [48] – Disponível em: <http://www.valedotaquari.org.br/pagina_agro_news.php?id=5240> , acesso em 24 de abril de 2012.
- [49] – Disponível em: <http://cenbio.iee.usp.br/download/tabelasbiomassa/biogas_sul.pdf> , acesso em 24 de abril de 2012.
- [50] – Disponível em: <<http://www.acsurs.com.br>> , acesso em 24 de abril de 2012.
- [51] – Disponível em: <http://www.pmdb-rs.org.br/arquivos/mapas/vale_do_taquari.jpg>, acesso em 28 de junho de 2012.
- [52] – CPFL, **SETOR ELÉTRICO NO BRASIL**, [S.l.], 2010. Disponível em: <http://cpfl.riweb.com.br/Show.aspx?id_canal=ppnXWDY7XvCglEh8qlJmgQ==>, acesso em 28 de maio de 2012.
- [53] – ANEEL, **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 77**. [S.l.], 2004.
- [54] – CENBIO, S. **ATLAS DE BIOENERGIA DO BRASIL**, São Paulo: Centro de referência Nacional em Biomassa – CENBIO, Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo – IEE/USP, disponível em: <<http://cenbio.iee.usp.br/download/metodologiabiomassa.pdf>>, acesso em 24 de abril de 2012.
- [55] – Santana, N.; Cohim, E. **GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO BIOGÁS PRODUZIDO NA ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTOS DE MADRE DE DEUS – BAHIA**, Salvador: Faculdade de Tecnologia e ciências, 2010. Disponível em: <<http://www.acquacon.com.br/cobesa/apresentacoes/pap/pap001785.pdf>>, acesso em: 17 de maio de 2012.
- [56] – Disponível em: <<http://www.aalborg-industries.com.br/downloads/poder-calorifico-inf.pdf>> , acesso em: 17 de maio de 2012.
- [57] – Disponível em: <<http://biogasmotores.com.br/>>, acesso em: 29 de maio de 2012.
- [58] – Disponível em:
<<http://www.fockink.ind.br/portal/abreModulo.aspx?mod=12&pag=183>>, acesso em: 29 de maio de 2012.
- [59] – Deublein, D.; Steinhauser, A. **BIOGAS FROM WASTE AND RENEWABLE RESOURCES**, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2008 368 p.

- [60] – Disponível em: <<http://economia.uol.com.br/cotacoes/>>, acesso em: 26 de maio de 2012.
- [61] – Disponível em: <<http://www.guiadotrc.com.br/guiadotransportador/caminhao.asp>>, acesso em: 27 de maio de 2012.
- [62] – Disponível em:
<http://sn0.icarros.com/dbimg/imgadicionalanuncio?tipo=1&id=g7616_1>, acesso em: 28 de junho de 2012.
- [63] – Layton, L. **PROFILES OF ENERGY EFFICIENT TECHNOLOGIES**, PDHengineer.com, Houston, 2008 28 p.
- [64] – Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Leilxes_de_Geraxo_-_resultados_2011_xfinalx_x4x.pdf>, acesso em: 27 de maio de 2012.
- [65] – Disponível em: <http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Por_Municipio_Posto.asp>, acesso em 27 de maio de 2012.
- [66] – Disponível em: <http://www.vwcaminhoes.com.br/pt/contact_us.aspx>, acesso em 27 de maio de 2012.
- [67] – Disponível em: <<http://www.artigonal.com/gestao-artigos/administracao-de-frota-dividir-para-multiplicar-pagando-e-economizando-4391482.html>>, acesso em 28 de maio de 2012.
- [68] – Disponível em:
<<http://www.suino.com.br/MeioambienteNoticia.aspx?codigoNot=18868>>, acesso em 28 de maio de 2012.
- [69] - SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. **Comparação de custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais**. Brasília: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 2006 5 p. Disponível em:<http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/sbpe_2006.pdf>. Acesso em: 29 de maio de 2012.