

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

FERNANDO DE RESENDE RODRIGUES

# **ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ATERROS SANITÁRIOS**

Porto Alegre

2014



FERNANDO DE RESENDE RODRIGUES

# **ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ATERROS SANITÁRIOS**

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.

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin

Coorientador: Prof. Dr. Paulo Smith Schneider

Porto Alegre

2014



FERNANDO DE RESENDE RODRIGUES

**ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ATERROS  
SANITÁRIOS**

Este trabalho de conclusão foi analisado e julgado adequado para a obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

---

**Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin**  
Orientadora

---

**Prof. Dr. Paulo Smith Schneider**  
Coorientador

Apresentação em: 03/07/2014 às 18:00.

BANCA EXAMINADORA

**Gladis Bordin** (Doutora) - UFRGS \_\_\_\_\_

**Sérgio Luís Haffner** (Doutor) - UFRGS \_\_\_\_\_

**Marina Fonseca Seelig Falcão** (Doutora) - UFRGS \_\_\_\_\_



*Dedico este trabalho aos meus pais e a minha noiva pelo apoio  
em mais esta etapa.*





## AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos para meus pais pelo apoio e ajuda.

À minha noiva Tadiela pela paciência e carinho neste longo caminho.

Aos meus irmãos André e Daniel pela ajuda.

Em especial, agradeço a professora Gladis Bordin pela orientação neste trabalho e ao meu coorientador Paulo Schmidt Schneider.



## RESUMO

Com a homologação da Política Nacional de Resíduos Sólidos, o número de aterros cresceu exponencialmente e conseqüentemente o potencial de exploração do biogás como combustível para geração de energia. Este trabalho tem como objetivo descrever como se desenvolve a geração de energia elétrica dentro de aterros, abordar a geração distribuída como um todo, focando nos impactos que a mesma traz ao sistema de distribuição e como ela contribui tanto economicamente quanto tecnicamente para viabilizar a instalação de usinas nestes locais. Por último, é realizado um estudo de caso no aterro de Guajuviras em Canoas, com a intenção de mostrar as etapas de viabilização para inserção de uma usina, abordando aspectos econômicos e técnicos, assim como o cálculo da energia necessária a ser vendida para tornar o investimento neste tipo de geração viável. Com a inviabilidade da exploração de créditos de carbono, devido a sua desvalorização nos últimos anos, passando de 14,00 reais para menos de 0,50 reais, e devido ao grande investimento necessário para a construção de uma usina, este trabalho mostra que para tornar o investimento viável, a energia a ser vendida deve ultrapassar o valor de 280,00 reais por MWh, tendo um valor competitivo somente dentro do mercado livre e do horário de ponta onde a energia é mais cara.

**Palavras-chave:** Aterro. Biogás. Cogeração. Geração distribuída.



# ABSTRACT

With the approval of the National Solid Waste Policy, the number of landfills has grown exponentially and consequently the exploration potential of biogas as a fuel for power generation. This work aims to describe how to develop power generation within landfills, addressing distributed generation as a whole, focusing on the impacts it brings to the distribution system and how it contributes both economically and technically for the installation of plants in these locations. Finally, a case study is conducted at the landfill Guajuviras in Canoas, with the intention of showing the steps for enabling insertion of a plant, covering economic and technical aspects as well as the calculation of the energy needed to be sold to make the investment in this kind of generation. With the impossibility of holding carbon credits due to its devaluation in the last year, from 14,00 reais for under 0,50 reais, and the investment required to build a plant, this work shows that to make the investment viable, the energy to be sold must exceed the amount of 280,00 reais per MWh, with a competitive value only within the free market and the peak hours where energy is more expensive.

**Key-words:** Landfill. Biogas. Cogeneration. Distributed Generation



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz energética brasileira das fontes primárias. . . . .	21
Figura 2 – Distribuição da matriz de biomassa utilizada na geração de energia elétrica no Brasil. . . . .	22
Figura 3 – Destinação final do lixo no Brasil. . . . .	26
Figura 4 – Aterro sanitário. . . . .	27
Figura 5 – Diagrama das alternativas de aproveitamento do biogás. . . . .	29
Figura 6 – Tubos de coleta de biogás. . . . .	30
Figura 7 – Motor ciclo otto. . . . .	30
Figura 8 – Microturbina a gás. . . . .	32
Figura 9 – Sistema integrado de captação e conversão do biogás em energia. . . . .	34
Figura 10 – Sistema de medição unidade consumidora do grupo A. . . . .	50
Figura 11 – Queda de tensão usual em alimentadores. . . . .	55
Figura 12 – Alterações na forma de onda. . . . .	58
Figura 13 – Aterro de Guajuviras. . . . .	59
Figura 14 – Aterro operando como estação de transbordo. . . . .	60
Figura 15 – Foto de detalhes de um conjunto dreno e queimador do sistema passivo de alívio de biogás no aterro de Guajuviras: (a) detalhe interno da extremidade do dreno; (b) dreno e queimador de biogás montados; (c) detalhe do protetor de queimador do dreno. . . . .	61
Figura 16 – Curva de geração do projeto. . . . .	62
Figura 17 – Preço Médio de Venda por fonte (R\$/MWh). . . . .	82
Figura 18 – Fluxo VPL Cenário 1. . . . .	94
Figura 19 – Fluxo VPL Cenário 2. . . . .	95





## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sistemas de recuperação energética propostos e suas características . . . . .	34
Tabela 2 – Parâmetros dos motogeradores utilizados em Gewald. . . . .	35
Tabela 3 – Incentivos para geração distribuída. . . . .	42
Tabela 4 – Custo da energia - primeira etapa do proinfa. . . . .	43
Tabela 5 – Resultados do terceiro leilão do proinfa. . . . .	43
Tabela 6 – Chamadas públicas para geração distribuída. . . . .	44
Tabela 7 – Valor anual de referência de 2008 a 2012. . . . .	45
Tabela 8 – Etapas dos procedimentos de acesso por tipo de acessante. . . . .	47
Tabela 9 – Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentraís geradoras. . . . .	48
Tabela 10 – Requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída. . . . .	49
Tabela 11 – Histórico de armazenamento de resíduos para o aterro de Guajuviras. . . . .	60
Tabela 12 – Características da usina de Guajuviras. . . . .	63
Tabela 13 – Investimentos usina Guajuviras. . . . .	65
Tabela 14 – Cenário 1 - Rendimentos. . . . .	67
Tabela 15 – Cenário 2 - Rendimentos. . . . .	68
Tabela 16 – Tabela SAC do empreendimento. . . . .	69
Tabela 17 – Cenário 1 - Custos de operação. . . . .	69
Tabela 18 – Cenário 2 - Custos de operação. . . . .	70
Tabela 19 – Tributos. . . . .	70
Tabela 20 – Valor dos tributos. . . . .	73
Tabela 21 – Fluxo de Caixa Guajuviras. . . . .	74
Tabela 22 – Preço da venda de energia para cada cenário. . . . .	75
Tabela 23 – Tributos sem TUSD. . . . .	76
Tabela 24 – Tabela SAC do empreendimento sem o projeto de CC. . . . .	76
Tabela 25 – Novo fluxo de caixa. . . . .	77
Tabela 26 – Preço da venda de energia para cada cenário atualizado. . . . .	77
Tabela 27 – Constantes utilizadas para cálculo do VPL. . . . .	78
Tabela 28 – Constantes utilizadas para cálculo do VPL. . . . .	79
Tabela 29 – Resumo do preço do kWh. . . . .	81
Tabela 30 – Tabela de tarifas - Grupo A. . . . .	91



## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de compra de energia incentivada
CEMPRE	Compromisso Empresarial para Reciclagem
CH4	Metano
CO2	Dióxido de Carbono
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
MDL	Mecanismos de Desenvolvimentos Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONU	Organização das Nações Unidas
PEAD	Polietileno de alta densidade
PIS	Programas de Integração Social
PNRS	Política Nacional de Resíduos Sólidos
PNSB	Pesquisa Nacional de Saneamento Básico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SMMA	Secretaria Municipal de Preservação Ambiental do Município de Canoas
SRD	Serviços de Distribuição
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
VR	Valor de Referência

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>21</b>
1.1	MOTIVAÇÃO	23
1.2	OBJETIVOS	23
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	24
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO DE BIOGÁS EM ATERROS</b>	<b>25</b>
2.1	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	25
2.2	IMPACTOS GERADOS PELO BIOGÁS E SISTEMA DE CANALIZAÇÃO	28
2.3	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	30
2.4	SISTEMAS DE RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA E POTENCIAL ELÉ- TRICO	34
2.4.1	Motogeradores	34
2.4.2	Cogeração	35
2.5	CRÉDITOS DE CARBONO	35
2.6	CONSIDERAÇÕES SOBRE O CAPÍTULO	36
<b>3</b>	<b>ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>39</b>
3.1	LEGISLAÇÃO BÁSICA E INÍCIO DOS INCENTIVOS	39
3.2	PROINFA	42
3.3	AMBIENTE REGULATÓRIO	44
3.3.1	Ambiente geral	44
3.3.2	Caso específico do biogás proveniente de aterros	45
3.4	MÓDULOS 3 E 5 DO PRODIST	46
3.4.1	Módulo 3	46
3.4.2	Módulo 5	50
3.5	PANORAMA DOS INVESTIMENTOS E TÓPICOS DA GD	50
<b>4</b>	<b>IMPACTOS DA GD NO SISTEMA DE ELÉTRICO</b>	<b>53</b>
4.1	VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GD	53
4.1.1	Vantagens	53
4.1.2	Desvantagens	54
4.2	IMPACTOS DA GD NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	55
4.2.1	Níveis de tensão	55
4.2.2	Fluxo de Potência	56
4.2.3	Confiabilidade	56
4.2.4	Níveis de curto-circuito	57
4.2.5	Harmônicos	58
4.2.6	Minimização de perdas no sistema	58
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>59</b>

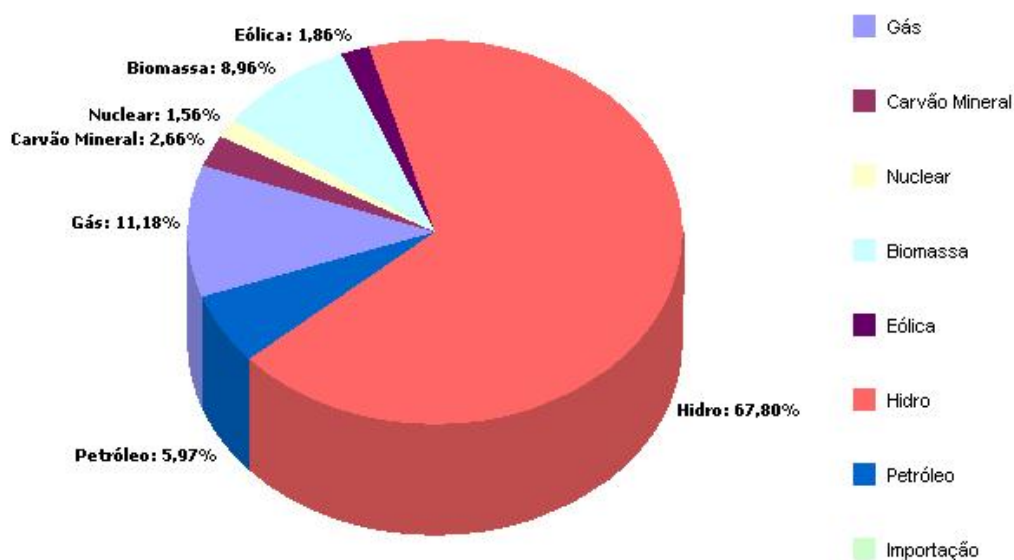
5.1	HISTÓRICO . . . . .	59
5.2	CARACTERÍSTICAS DA USINA . . . . .	61
5.2.1	Curva de potência do aterro . . . . .	61
5.2.2	Características da usina e da geração distribuída . . . . .	62
5.2.3	Cenários propostos . . . . .	63
5.3	MODELAGEM DA VIABILIDADE ECONÔMICA . . . . .	64
5.3.1	Investimentos . . . . .	64
5.3.2	Receitas . . . . .	66
5.3.3	Custos . . . . .	67
5.3.4	Fator de carga e energia gerada . . . . .	69
5.4	CUSTO DA GERAÇÃO . . . . .	71
5.4.1	Cálculo da energia vendida e tributos . . . . .	71
5.4.2	Fluxo de caixa . . . . .	73
5.4.3	Preço final da geração . . . . .	74
5.4.4	Aplicação dos incentivos da GD e melhorias . . . . .	75
5.4.5	Análise do Investimento . . . . .	78
5.4.6	Posto tarifário . . . . .	79
5.5	ATRIBUIÇÕES DA GD . . . . .	82
5.5.1	Tarifa <i>Net Metering</i> . . . . .	82
5.5.2	ACL x ACR . . . . .	83
5.5.3	Conclusões parciais . . . . .	83
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>85</b>
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS . . . . .	86
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>87</b>
<b>APÊNDICE A</b>	<b>Tabela de tarifas - GRUPO A . . . . .</b>	<b>91</b>
<b>APÊNDICE B</b>	<b>Fluxo de caixa para o VPL . . . . .</b>	<b>93</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A matriz energética exprime o quadro de geração e consumo de energia. É instrumento utilizado para o planejamento energético do país e fundamental para se estabelecer políticas que promovam a competitividade. A partir dos dados apresentados na matriz é possível ter um planejamento que assegure a disponibilidade de energia (segurança energética), com os menores custos possíveis e que seja ambientalmente sustentável. Evidentemente que essas três características, segurança, economicidade e sustentabilidade são, na maioria dos casos, contraditórias. Portanto, é necessário no planejamento energético, levar em consideração a maximização em conjunto dessas três características (BUENO, 2013).

A busca por energias alternativas se tornou essencial para o equilíbrio da oferta no sistema elétrico. Diminuir a dependência da geração baseada em combustíveis fósseis e não renováveis, além de ajudar a reduzir os problemas ambientais, contribuirá para sustentabilidade energética. No Brasil, a matriz energética é baseada na geração hídrica, da ordem de 67,8%, conforme mostra a Figura 1.

Figura 1 – Matriz energética brasileira das fontes primárias.

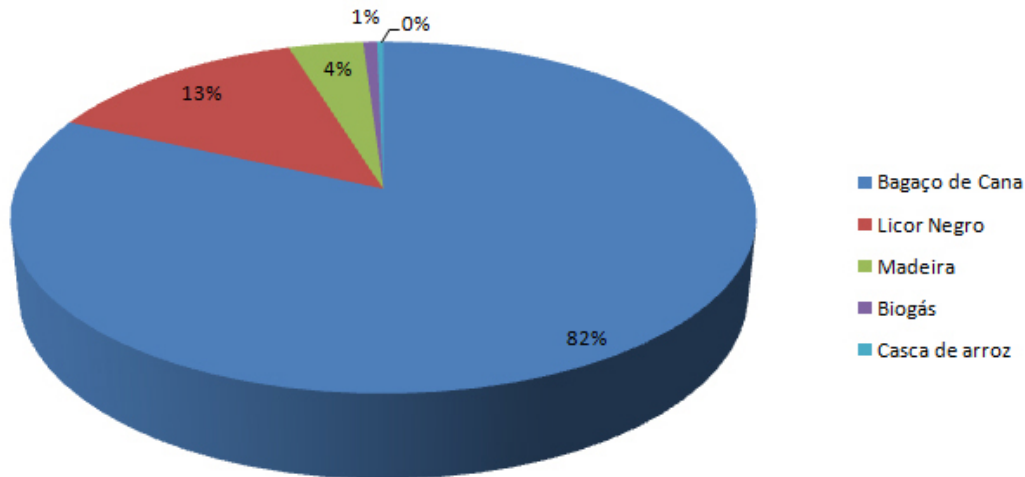


Fonte: ANEEL (2014).

Existem diversos tipos de geração alternativa, uma das mais limpas é a geração de energia através da utilização do biogás. A biomassa significa apenas 8,96% da matriz

energética, e dentro desta faixa encontra-se o biogás, que representa menos de 1% da geração, conforme Figura 2.

Figura 2 – Distribuição da matriz de biomassa utilizada na geração de energia elétrica no Brasil.



Fonte: ANEEL (2014).

O desenvolvimento dessas fontes ingressa em uma nova etapa no país com a implantação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei n° 10.762, de 11 de novembro de 2003. A iniciativa, de caráter estrutural, alavancará os ganhos de escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados interno e externo e, sobretudo, a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômica-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis (PROINFA, 2010).

O crescimento da utilização do biogás para geração de energia vêm com a criação da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), promulgada no dia dois de agosto de 2010. Segundo o Compromisso Empresarial para Reciclagem CEMPRE (2014), a política tem como princípio a responsabilidade compartilhada entre governo, empresas e população, a nova legislação impulsiona o retorno dos produtos as indústrias após o consumo e obriga o poder público a realizar planos para o gerenciamento do lixo. A obrigatoriedade da disposição final ambientalmente adequada e da sua execução em um prazo de até quatro anos após a publicação da lei. Em concordância com essa política, dados mostrados pelo Ministério do Meio Ambiente (2013), apontam a evolução da destinação final dos resíduos sólidos urbanos (RSU) no Brasil, indicando um aumento significativo da utilização de aterros sanitários como método de disposição final.



Com o aumento da utilização de aterros e a necessidade de evitar a inserção de biogás na atmosfera, empreendimentos que utilizam o mesmo para geração de energia se tornam mais frequentes e necessários.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

A necessidade de uma maior produção de energia elétrica dentro do Brasil, faz com que se busque aproveitar todo e qualquer tipo de geração. A política Nacional de Resíduos Sólidos é a principal motivação para o desenvolvimento deste trabalho, já que desde sua homologação a utilização de aterros sanitários cresceu exponencialmente.

A questão ambiental também está presente, atualmente o cuidado com o meio ambiente está mais rigoroso, ao se utilizar o biogás, deixa-se de lançar no meio ambiente gases nocivos, como metano e gás carbônico. A ainda a possibilidade de se obter uma renda extra na venda de créditos de carbono e com o abatimento do lixiviado.

Com a busca de incentivos dentro do setor elétrico chega-se a geração distribuída, que visa incentivar todo e qualquer tipo de geração que tenha como base a utilização de energias alternativas, incentivando tanto tecnicamente quanto economicamente.

Junto com a PNRS, procurar entender como funciona e se a geração de energia elétrica dentro de aterros possui um valor competitivo foram as principais motivações para realização deste estudo.

## 1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho visa avaliar o potencial de geração de energia elétrica empregando o uso do biogás derivado do aterro municipal de Canoas (fazenda Guajuviras), abordando em sua magnitude os aspectos econômicos envolvidos no projeto, focando na legislação aplicada a energias alternativas e normas relacionadas, abrangendo a parte tarifária. O intuito deste trabalho é mostrar se o investimento em um projeto desta escala vale a pena e, principalmente, o que os incentivos da geração distribuída trazem de concreto para o mesmo.

A análise do mercado e do setor elétrico também é avaliada, exemplificando as relações de incentivos e normas relacionadas a inserção de geração distribuída na rede de distribuição, apresentando as principais barreiras e dificuldades encontradas para a geração de energia elétrica através de fontes alternativas e quais são as possíveis soluções para expansão da mesma.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No segundo capítulo é apresentada uma revisão dos principais conceitos de geração através de resíduos sólidos, como é gerado o biogás, tipos de geradores, funcionamento destas usinas geradoras e uma abordagem na venda de créditos de carbono.

No terceiro capítulo são abordados as principais normas, regulamentos e conceitos tanto econômicos quanto técnicos que existem no setor de incentivos a este tipo de geração alternativa.

No quarto capítulo, os impactos que a geração distribuída traz para rede, tanto tecnicamente como economicamente e ambientalmente.

No quinto capítulo, é realizado um estudo econômico sobre a viabilidade de inserção de uma usina geradora de energia elétrica dentro do aterro municipal de Guajuviras em Canoas.

## 2 GERAÇÃO DE BIOGÁS EM ATERROS

Este capítulo apresenta algumas definições referentes à geração do biogás, visando facilitar a compreensão do leitor.

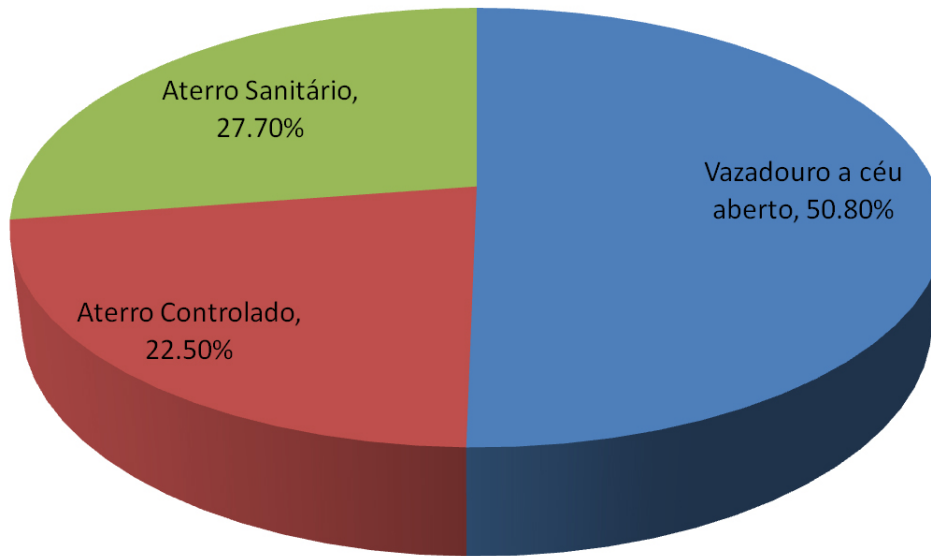
### 2.1 RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS

Segundo a Política Nacional de Resíduos Sólidos, os resíduos sólidos têm a seguinte classificação:

I - quanto à origem:

- a) resíduos domiciliares: os originários de atividades domésticas em residências urbanas;
- b) resíduos de limpeza urbana: os originários da varrição, limpeza de logradouros e vias públicas e outros serviços de limpeza urbana;
- c) resíduos sólidos urbanos: os englobados nas alíneas “a” e “b”;
- d) resíduos de estabelecimentos comerciais e prestadores de serviços: os gerados nessas atividades, excetuados os referidos nas alíneas “b”, “e”, “g”, “h” e “j”;
- e) resíduos dos serviços públicos de saneamento básico: os gerados nessas atividades, excetuados os referidos na alínea “c”;
- f) resíduos industriais: os gerados nos processos produtivos e instalações industriais;
- g) resíduos de serviços de saúde: os gerados nos serviços de saúde, conforme definido em regulamento ou em normas estabelecidas pelos órgãos do Sisnama e do SNVS;
- h) resíduos da construção civil: os gerados nas construções, reformas, reparos e demolições de obras de construção civil, incluídos os resultantes da preparação e escavação de terrenos para obras civis;
- i) resíduos agrossilvopastoris: os gerados nas atividades agropecuárias e silviculturais, incluídos os relacionados a insumos utilizados nessas atividades;
- j) resíduos de serviços de transportes: os originários de portos, aeroportos, terminais alfandegários, rodoviários e ferroviários e passagens de fronteira;
- k) resíduos de mineração: os gerados na atividade de pesquisa, extração ou beneficiamento de minérios;

Figura 3 – Destinação final do lixo no Brasil.



Fonte: Adaptado de IBGE (2008).

II - quanto à periculosidade:

a) resíduos perigosos: aqueles que, em razão de suas características de inflamabilidade, corrosividade, reatividade, toxicidade, patogenicidade, carcinogenicidade, teratogenicidade e mutagenicidade, apresentam significativo risco à saúde pública ou à qualidade ambiental, de acordo com lei, regulamento ou norma técnica;

b) resíduos não perigosos: aqueles não enquadrados na alínea “a”.

O crescimento da população, junto com a falta de conhecimento e de planejamento por parte dos grandes centros urbanos, prejudica as ações de manejo dos resíduos. A falta de recurso faz com que se tome atalhos nas ações de despejo dos resíduos, ou seja, não trata-se o lixo como ele deve ser tratado, acarretando problemas na saúde e, principalmente, problemas ambientais.

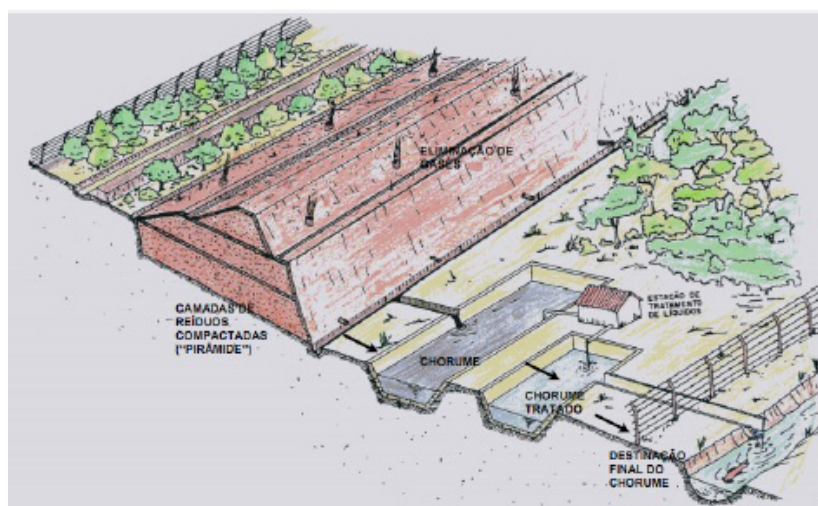
Segundo a Pesquisa Nacional de Saneamento Básico (PNSB) do IBGE (2008), a disposição final do lixo no Brasil está assim representada conforme a Figura 3. Sabe-se que a maneira menos adequada de lidar com o lixo é depositá-lo em um lixão a céu aberto, pois é exatamente esta maneira que domina no Brasil, muitas vezes encontra-se grandes quantidades de lixo depositados lugares públicos, terrenos baldios, encostas ou cursos de água. Alguns resíduos demoram para se decompor, a destinação incorreta do lixo pode significar um longo período convivendo ao lado do mesmo.

A destinação correta dos resíduos sólidos urbanos e hospitalares são de extrema importância no dia a dia da população. A diminuição de certas doenças seria apenas o começo, pode-se aproveitar resíduos em muitas maneiras, inclusive na geração de energia

elétrica.

A forma utilizada para destinação final de resíduos é a de aterros sanitários. O princípio básico de um aterro é confinar os resíduos sólidos ali dispostos em diversas camadas cobertas com terra, atendendo assim às normas operacionais, evitando riscos à saúde e segurança, minimizando os impactos ambientais. O esquema de um aterro é mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Aterro sanitário.



Fonte: GANDELINE (2002).

Segundo Ambiente Brasil (2009), durante a projeção do aterro são realizados estudos geológicos e topográficos para selecionar a área a ser destinada, de forma que o meio ambiente não seja comprometido com a sua instalação. A impermeabilização do solo é feita por meio de camadas de argila e uma geomembrana de polietileno de alta densidade (PEAD) para evitar infiltração dos líquidos percolados (chorume) no solo.

O biogás é gerado naturalmente nos aterros, é composto majoritariamente a partir de uma mistura gasosa de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) com gás metano ( $\text{CH}_4$ ). Ocorre naturalmente através da ação de decomposição da matéria orgânica por bactérias em ambientes anaeróbios.

Segundo Alcântara (2007), os gases produzidos durante a biodegradação dos resíduos podem percorrer diversos caminhos no interior das células. O metano, por exemplo, pode ser transformado em gás carbônico no interior do aterro pela ação de bactérias metanotróficas, através de reações de oxidação que ocorrem na superfície da célula de lixo e, dessa forma, na presença de oxigênio atmosférico. Outras alternativas constituem em migrar para o solo circundante, através de difusão molecular; ou serem emitidos livremente para a atmosfera pela camada de cobertura ou por meio de drenos de gás.

Em condições normais, a velocidade de decomposição, medida através da produção

de gás, atinge o máximo nos dois primeiros anos e logo decresce lentamente por 25 anos ou mais. Porém, as fases de um aterro não podem ser claramente definidas, já que novos resíduos são dispostos diariamente. Desta forma, enquanto alguns locais com resíduos novos estão passando pela fase aeróbia, outros locais com resíduos mais antigos estão passando por fases de geração de metano (BORBA, 2006). A possibilidade da utilização deste gás para geração de energia elétrica, pode ser avaliada uma vez que o biogás, geralmente em aterros sanitários, apresentam concentrações iniciais de metano em torno de 50% (alguns meses após o aterramento), estabilizando-se em valores em torno de 60 a 65% (cerca de um a dois anos após aterramento) (ENSINAS, 2003).

## 2.2 IMPACTOS GERADOS PELO BIOGÁS E SISTEMA DE CANALIZAÇÃO

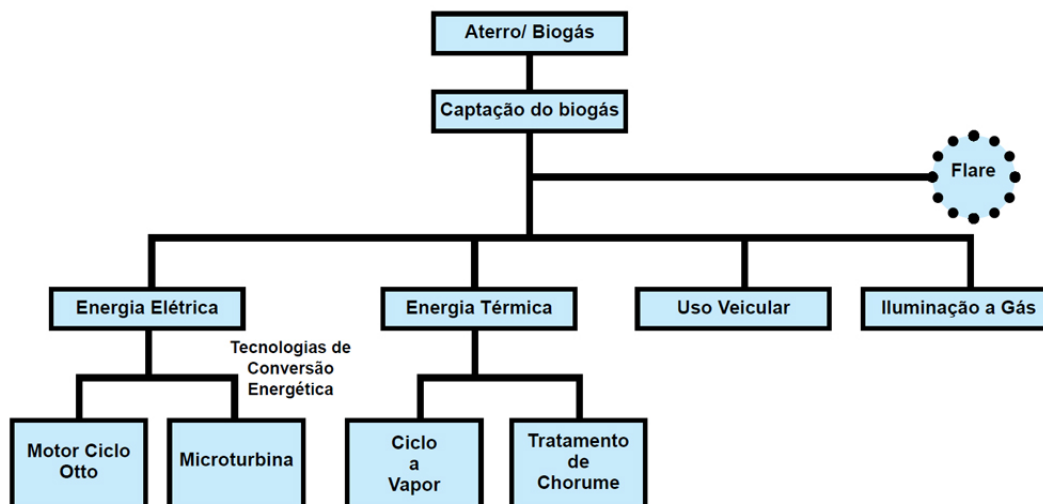
O efeito estufa consiste, basicamente, na ação dos gases de efeito estufa (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CFCs, entre outros) sobre os raios infravermelhos refletidos pela superfície da terra, reenviando-os para terra, mantendo assim uma temperatura estável no planeta. Ao irradiarem a Terra, partes dos raios luminosos oriundos do Sol são absorvidos e transformados em calor, outros são refletidos para o espaço, mas só parte destes chega a deixar a Terra, em consequência da ação refletora que os chamados "Gases de Efeito Estufa", GEE, (dióxido de carbono, metano, clorofluorcarbonetos – CFCs - e óxidos de azoto) têm sobre tal radiação reenviando-a para a superfície terrestre na forma de raios infravermelhos (SCHIEL, 2008).

A concentração de outros gases que contribuem para o Efeito de Estufa, como o metano, sendo este, um dos gases que contribuem muito para o aglomeramento do efeito estufa, o qual é cerca de 25 vezes mais prejudicial do que o CO<sub>2</sub>. Assim como os clorofluorcarbonetos que também aumentaram rapidamente. O efeito conjunto de tais substâncias pode vir a causar um aumento da temperatura global (Aquecimento Global) estimado entre 2 e 6 °C nos próximos 100 anos. Um aquecimento desta ordem de grandeza não só irá alterar os climas em nível mundial como também aumentará o nível médio das águas do mar em, pelo menos, 30 cm, o que poderá interferir na vida de milhões de pessoas habitando as áreas costeiras mais baixas (SCHIEL, 2008).

O gás metano tem seu ciclo de vida na atmosfera de aproximadamente 12 anos, sendo o 2º gás de Efeito Estufa em ordem de importância, pois responde por aproximadamente 18% de toda a pressão sobre o clima (CETESB,2005).

É visível que a diminuição da emissão de metano na atmosfera é necessária. Os aterros são a terceira maior fonte de emissões antrópicas do Efeito Estufa, respondendo por cerca de 13% desta. A utilização do biogás como energia alternativa, além de proporcionar a energia em si, também faz com que retire-se os gases danosos do meio ambiente. A

Figura 5 – Diagrama das alternativas de aproveitamento do biogás.



Fonte: INSTITUTO AGIR SUSTENTÁVEL (2000).

principal forma de utilizar o biogás proveniente de aterros é queimando-os ou utilizando-os para gerar energia, conforme Figura 5. O interesse deste trabalho, é na utilização do biogás como combustível para geração de energia elétrica, para isso, é necessário canalizá-lo para os motores e turbinas.

A forma mais simples de coletar gases do aterro é através da extração do biogás por meio de tubos verticais perfurados. Podem ser colocados tubos de sucção horizontais quando o lixo ainda está sendo depositado no aterro e assim ele poderá ser extraído desde o início da sua produção (WILLUMSEN, 2001).

Um sistema padrão de coleta do biogás de aterro é composto por poços de coleta e tubos condutores, sistema de compressão e sistema de purificação do biogás. O sistema de coleta possui tubos verticais perfurados ou canais e em alguns casos membrana protetora. Além disto, a maioria dos aterros sanitários com sistema de recuperação energética possui *flare* para queima do excesso do biogás ou para uso durante os períodos de manutenção dos equipamentos (MUYLAERT et al., 2000; WILLUMSEN, 2001).

A coleta de gás normalmente começa após uma porção do aterro ser fechada. Cada uma das pontas do tubo é conectada a uma tubulação lateral que transporta o gás para um coletor principal. O sistema de coleta da Figura 6 deve ser planejado para que o operador possa monitorar e ajustar o fluxo de gás se necessário (MUYLAERT et al., 2000).

Figura 6 – Tubos de coleta de biogás.



Fonte: CENBIO (2005).

## 2.3 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Há dois tipos de geradores que utilizam biogás como combustível, os motores Ciclo Otto e as Microturbinas a gás. As principais vantagens e desvantagens, assim como seus sistemas de funcionamento são abordados nesta seção.

### Motores Ciclo Otto

Segundo o Manual Para Aproveitamentos de Biogás Iclei (2009), estes motores são os mais utilizados, comparados a outras tecnologias. Para promover a queima de biogás, nestes motores, são necessárias pequenas modificações nos sistemas de alimentação, ignição e taxa de compressão. Um exemplo deste motor é ilustrado na Figura 7.

Figura 7 – Motor ciclo otto.



Fonte: FIGUEIREDO (2007).

Os motores ciclo Otto aspiram a mistura ar-combustível antes de ser comprimida no interior dos cilindros e a combustão da mistura é dada por centelha produzida na



vela de ignição (PEREIRA, 2006). Esses motores são chamados de 4 tempos, pois seu funcionamento ocorre sequencialmente em quatro etapas.

É importante ressaltar dois aspectos relacionados ao uso deste motor: a ordem de grandeza dos investimentos e alguns exemplos de aplicabilidade.

- **Ordem de grandeza dos investimentos:** Segundo Iclei (2009), os motores para pequenos aterros, com baixa produção de biogás, ou seja, baixa obtenção de metano, variam de 5 kW a 230 kW, de R\$ 20.000,00 a R\$ 700.000,00 cada unidade. Já para aterros sanitários de grande porte, com uma produção bem maior de metano que os pequenos, os motores variam de 925 kW a 1,54 MW, de R\$ 3.400.000,00 a R\$ 5.000.000,00 cada unidade.
- **Exemplos de aplicabilidade:** No Estado de São Paulo existem duas grandes centrais térmicas, que podem ser citadas como exemplos de geração de energia elétrica a partir de biogás, utilizando motores ciclo Otto importados. Uma delas está no Aterro Sanitário Municipal Bandeirantes, localizado no km 26 da Rodovia dos Bandeirantes, em Perus - SP. Nesse aterro foram implementados 24 grupos geradores (motores ciclo Otto importados acoplados a geradores) que possuem capacidade de geração de 22 MW (925 kW cada um). Esse empreendimento é considerado o maior projeto mundial de geração de energia elétrica exclusivamente a biogás. Os representantes da empresa que conceberam a termelétrica deste aterro afirmam que a utilização correta dos gases gerados reduzirá a emissão equivalente a 8 milhões de toneladas de gás carbônico no período de 15 anos, contribuindo assim para a mitigação do aquecimento global. A outra central térmica está implementada no Aterro Sanitário São João, localizado na Estrada de Sapopemba km 33, em São Mateus, zona leste da capital. Assim como o aterro Bandeirantes, o aterro São João, possui capacidade de geração de 22 MW (ICLEI, 2009).

Há certas vantagens na utilização deste motogerador que viabilizam sua utilização para o uso específico com biogás, superando as desvantagens.

### Vantagens

- Geração de energia elétrica para o próprio consumo do aterro.
- Economia de R\$ em relação à energia proveniente de concessionária.
- Possibilidade de obtenção de receita adicional pela venda de excedente de energia.
- Possibilidade de obtenção e comercialização de créditos de carbono (considerada 100% de eficiência de queima).

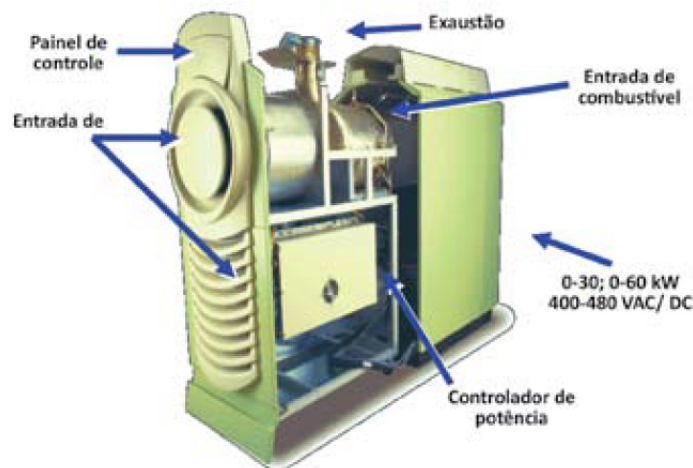
## Desvantagens

- Motores de grande porte são importados, já que, no Brasil, a maior potência disponível é de aproximadamente 230 kW. Isso faz com que o investimento inicial seja elevado. As potências hoje disponíveis no mercado variam de 5 kW a 1,6 MW.
- Baixo rendimento: aproximadamente 28%.
- Altos valores de emissão de  $\text{NO}_x$  (gás de grande impacto ambiental). Dependendo do porte do motor, a emissão de  $\text{NO}_x$  varia entre 250 e 3000 ppm (parte por milhão).

## Microturbinas a gás

Este tipo de gerador é menos utilizado que o motor de ciclo otto. Segundo Iclei (2009), ocorreu uma grande evolução no desenvolvimento de microturbinas. Para o uso em sistemas elétricos de potência apresentam grandes avanços, como o uso de mancais a ar, componentes eletrônicos de alta potência e ligas metálicas e cerâmicas resistentes a altas temperaturas. O desenho esquemático de uma turbina gás é representado na Figura 8.

Figura 8 – Microturbina a gás.



Fonte: MONTEIRO (2004).

O princípio de funcionamento assim como no ciclo otto é simples. O ar misturado ao combustível é aspirado para dentro da turbina, com uma alta velocidade e pressão, então o mesmo é queimado na câmara de combustão. Neste processo resultam gases quentes que são expandidos na turbina e o calor remanescente dos gases de exaustão pode ser aproveitado para o aquecimento do ar.

Deve-se ressaltar, também, nas microturbinas os mesmos dois aspectos já destacados nos motores ciclo otto, assim como suas desvantagens e vantagens:

- **Ordem de grandeza dos investimentos:** Segundo Iclei (2009), há 6 potências diferentes para microturbinas a gás no mercado, de 30, 65, 200, 600, 800 e 1.000 kW, variando de R\$ 195.000,00 para 30 kW, a R\$ 3.200.000,00 para 1.000 kW (1 MW). A utilização delas dependerá do potencial de geração do aterro.
- **Exemplos de aplicabilidade:** Segundo Hamilton (2003), no aterro de Lopez Canyon, em Los Angeles, o gás proveniente da decomposição do lixo é tratado e utilizado para alimentar 50 microturbinas de 30 KW da Capstone que operam em paralelo. Essa é a maior instalação de microtubinas no mundo.

### Vantagens

- Todas as vantagens apresentadas nos motores ciclo Otto.
- Baixos níveis de ruídos e vibrações.
- Flexibilidade de combustível, dentre eles o biogás.
- Dimensões reduzidas e simplicidade de instalação, podendo ser instaladas em locais abertos ou ao ar livre.
- Emissões de  $\text{NO}_x$  são menores que 9 ppm nas microturbinas de baixa potência (30 a 100 kW) e podem chegar a 100 ppm nas de maior potência.

### Desvantagens

- Equipamentos importados: investimento inicial elevado. As potências hoje disponíveis no mercado variam de 30 kW a 1,0 MW.
- Baixo rendimento: aproximadamente 28%. Porém, quando utilizadas em instalações de cogeração, sua eficiência pode chegar a mais de 80% (HAMILTON, 2003).
- Alto custo de operação e manutenção, quando comparada a outras tecnologias existentes.
- Necessidade de um rígido sistema de limpeza do biogás e remodelação da microturbina para sua queima, já que é um gás de baixo poder calorífico.

### Sistema integrado

O sistema integrado resultante de um aterro para geração de energia elétrica encontra-se na Figura 9. A rede de captação do aterro transporta o biogás para unidade motogeradora, que vai gerar energia elétrica, a tensão precisa ser elevada para entrar no sistema, por isso passa por uma unidade elevadora e por fim a energia é introduzida ao sistema de transmissão ou distribuição.

Figura 9 – Sistema integrado de captação e conversão do biogás em energia.



Fonte: BRASMETANO (2014).

## 2.4 SISTEMAS DE RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA E POTENCIAL ELÉTRICO

Nesta seção, são apresentados os dois tipos de sistemas empregados para conversão energética em aterros: sistema de geração de eletricidade com motogeradores e a cogeração que é a conversão simultânea e de forma sequenciada de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. Um resumo dos benefícios e subprodutos destes dois tipos de sistema estão na Tabela 1.

Tabela 1 – Sistemas de recuperação energética propostos e suas características

Alternativa tecnológica	Benefício ambiental	Subproduto com valor agregado
Motogerador	Abatimento do biogás	Geração de energia elétrica
Motogerador em regime de cogeração com trocador de calor	Abatimento do biogás e do lixiviado	Geração de energia elétrica

Fonte: Adaptado de THOMAZONI (2014).

### 2.4.1 Motogeradores

A utilização desse sistema apresenta-se como vantajosa por ser uma tecnologia consolidada, com baixo risco econômico quando comparada a outras tecnologias. Sua viabilidade econômica é atrativa, uma vez que os motogeradores se adaptam às quantidades de biogás produzidas pelo aterro e a magnitude da potência gerada nesses empreendi-

mentos, geralmente entre 1 MW a 3 MW, compensam o investimento inicial e custos de operação e manutenção (BOVE; LUNGHI, 2006).

Na literatura são encontrados trabalhos em que há a utilização do biogás de aterro diretamente em motogeradores (HAO; YANG; ZHANG, 2008; GEWALD et al., 2012). Na Tabela 2, são apresentados valores de parâmetros de motogeradores obtidos por Gewald et al. (2012).

Tabela 2 – Parâmetros dos motogeradores utilizados em Gewald.

Parâmetros dos motogeradores	Fabricante dos equipamentos	
	Deutz <sup>1</sup>	Jenbacher <sup>1</sup>
Potência elétrica nominal	1.255 kW	2.433 kW
Eficiência elétrica nominal	40,2% <sup>a</sup> /38,5% <sup>b</sup>	43,0% <sup>a</sup> /39,7% <sup>b</sup>
Carga média em operação	1.008 kW	1.944 kW
Eficiência elétrica média em operação (medida)	32,30%	32,20%

<sup>a</sup> para operação com gás natural, segundo fabricante.  
<sup>b</sup> para operação com biogás, segundo fabricante.

Fonte: GEWALD et al. (2012).

Observa-se que há um decréscimo na eficiência de conversão elétrica quando utilizado o biogás extraído do aterro, uma vez que o seu poder calorífico é inferior ao do gás natural. Comportamento semelhante ao identificado e relatado por outros autores (BOVE; LUNGHI, 2006; HAO; YANG; ZHANG, 2008).

## 2.4.2 Cogeração

Cogeração é a conversão simultânea e de forma sequenciada de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O combustível empregado na instalação libera sua energia em um dispositivo acionador (turbinas a gás e motores alternativos, por exemplo) ou em um gerador de vapor, e a partir daí seguem diversas conversões dessa energia em eletricidade e calor. A concepção do sistema pode privilegiar a eletricidade como produto principal, e conseqüentemente procurar um emprego para os rejeitos térmicos como correntes de energia residual ou de forma inversa (THOMAZONI, 2014). No caso específico do estudo de caso deste trabalho, os rejeitos térmicos serão utilizados para o abatimento do lixiviado.

## 2.5 CRÉDITOS DE CARBONO

A obtenção de créditos de carbono é uma ação mitigadora incentivada pela Organização das Nações Unidas (ONU).

Para reduzir as emissões dos GEEs na atmosfera terrestre, foi criado o Protocolo de Kyoto que entrou em vigor em 2005, objetivando a redução dos gases prejudiciais

através de acordos firmados entre países desenvolvidos. Tal Protocolo não apenas discute e implanta medidas de redução, como também incentiva a implantação de tecnologias que substituem a utilização de petróleo por produtos alternativos que agridem menos ao meio ambiente (AMBIENTE, 2011) .

Um dos acordos firmados pelos países participantes foi a criação do crédito de carbono, cujo objetivo maior é estimular economicamente os países em desenvolvimento a participar das medidas para redução dos GEEs (AMBIENTE, 2011).

A obtenção de créditos de carbono tornou-se um comércio. O incentivo econômico a nações que desenvolvam os chamados Mecanismos de Desenvolvimentos Limpo (MDL) se tornou atrativo às mesmas. O MDL é o único que engloba países em desenvolvimento como o Brasil, assim é a única alternativa viável.

Para entender melhor os conceitos do MDL é necessário o conhecimento do significado de adicionalidade e linha de base definido pelo Protocolo de Kyoto. De acordo com o CGEE (2010), adicionalidade está definida como: “Uma atividade de projeto de MDL é adicional se reduzir emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada.”

O conceito de adicionalidade tem o objetivo de inserir no MDL apenas atividades de projeto que necessitem dos incentivos dos créditos de carbono para serem implementadas. Para que uma atividade de projeto seja registrada no âmbito de MDL, além de reduzir a emissão de GEE, é preciso que os participantes de projeto demonstrem que, sem a obtenção dos créditos de carbono, o projeto não seria implementado (CGEE,2010).

Ainda de acordo com o CGEE (2010) define-se linha de base como: “A linha de base de uma atividade de projeto de MDL é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta.”

Em conjunto com o aproveitamento energético do biogás, utiliza-se o mecanismo de queima do gás metano nos *flares* como uma maneira complementar de obtenção de créditos de carbono, uma vez que a queima de metano é menos prejudicial ao meio ambiente do que sua emissão direta(PECORA et al., 2008).

## 2.6 CONSIDERAÇÕES SOBRE O CAPÍTULO

Após serem vistos os principais aspectos que envolvem a geração do biogás, assim como o tratamento dado a ele através de aterros e a possível canalização para a geração de energia elétrica, pode-se planejar o desenvolvimento de um projeto para implementação de usinas geradoras de energia que utilizem o biogás como combustível. Para realizar um

projeto é necessário entender como funciona o mercado e quais são os requerimentos para implementação de um empreendimento deste porte, o Capítulo 3 descreve os principais aspectos regulatórios que estruturam a geração de energia elétrica por fontes alternativas e quais são os requisitos técnicos para exploração de uma usina.





## 3 ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os aspectos regulatórios estabelecem critérios para reduzir as barreiras burocráticas e econômicas para a instalação de geração distribuída de pequeno porte.

Este capítulo baseia-se na Nota Técnica n° 0043 de 2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que segundo a própria agência tem como objetivo: "apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição, assim como buscar contribuições para questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes, as quais foram direcionadas para a participação dos interessados por meio de Consulta Pública".

### 3.1 LEGISLAÇÃO BÁSICA E INÍCIO DOS INCENTIVOS

O desenvolvimento da geração alternativa é muito dispendiosa se comparada a outros tipos de geração. O governo vem diminuindo essas barreiras para incentivar o crescimento deste setor, criando leis incentivadoras e principalmente implementando descontos nas tarifas.

Para analisar a situação brasileira, primeiramente deve-se entender a sua legislação. No Brasil, os principais marcos legais são:

1. Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004: Dispõe sobre a comercialização da energia elétrica.
2. Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Esses fatores são fundamentais para análise econômica do setor. Falando especificamente do setor de biomassa e da geração de energia através do biogás, segundo a Nota Técnica n° 0043, em 29 de julho de 2008, a ANEEL autorizou a Companhia Paranaense de Energia (Copel) a implantar o Projeto Piloto de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental, por meio da Resolução Autorizativa n° 1.482. Posteriormente, o prazo para entrada em operação comercial dos empreendimentos foi prorrogado por meio da Resolução Autorizativa n° 1900, de 5 de maio de 2009. Tal projeto visa estimular a produção de energia elétrica em pequenas propriedades rurais, a partir do biogás, produzidos por dejetos orgânicos de animais e venda à distribuidora do excedente de energia elétrica.

A Portaria ANEEL nº 1.447, de 12 de janeiro de 2010, aprovou a Agenda Regulatória Indicativa do Serviço de Distribuição para o ano de 2010, na qual consta o seguinte item: “9 – Diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição” (ANEEL,2010).

Muitas dessas centrais se enquadram na definição de geração distribuída. Para efeitos deste trabalho, define-se:

**Geração distribuída:** Aquela localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou do lado do consumidor, de pequeno porte e não despachada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). No entanto, não há consenso no meio acadêmico sobre o tamanho dessa geração e, a princípio, também não se podem excluir os pequenos geradores que utilizam combustíveis fósseis desse conceito mais amplo (ANEEL,2010).

**Microgeração distribuída:** Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL,2012).

**Minigerção distribuída:** Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL,2012).

Segundo o Decreto nº 5.163, de 2004, enquadra-se no conceito de geração distribuída aquela proveniente de fontes renováveis de energia e com potência instalada inferior a 30 MW.

Mundialmente adotam-se vários mecanismos para incentivo à geração distribuída, cada país adota o mecanismo que acha melhor, as vezes mais de um.

### **Tarifa *Feed-in***

O sistema *Feed-in* consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para as centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia, quando comparada com as fontes convencionais. O objetivo é viabilizar a implantação de tais empreendimentos, que possuem custos mais elevados de produção. Esse incentivo foi implantado pelos governos em vários países, e não pelos órgãos reguladores, pois se trata de política pública voltada para a diversificação da matriz energética, com o uso de fontes renováveis. Tais tarifas normalmente são garantidas por um período determinado, 10 a 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com consequente re-

dução de custos (ANEEL,2010).

### **Quotas**

Neste sistema, é estabelecida uma quota de energia a ser compulsoriamente adquirida pelas distribuidoras para cada fonte de energia que se deseja incentivar, repassando os custos de compra dessa energia mais cara aos consumidores (ANEEL,2010).

### ***Net Metering***

Consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bi-direcionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada (ANEEL,2010).

### **Certificados de energia renovável**

As pequenas centrais geradoras recebem certificados que atestam a expectativa de energia renovável a ser produzida, não tendo qualquer relação com os contratos de compra e venda de energia assinados pelo proprietário. Dessa forma, representam uma receita adicional ao investidor, pois se trata de reconhecimento do benefício ambiental proporcionado pela usina, que pode ser comercializado em um mercado especificamente criado para tais certificados, cujos interessados são grandes empresas que buscam atender as metas ambientais de cada país, como a redução da emissão de gases de efeito estufa. A Tabela 3 ilustra a aplicação dos principais mecanismos de incentivo utilizados em diversos países (ANEEL,2010).

Obs: O campo assinalado com \*\* significa que alguns estados ou províncias desse país adotam esse sistema e os outros não. Nota-se que o Brasil, diferentemente do resto dos países, só adota dois tipos de incentivos, o investimento público ou financiamentos e os leilões públicos de energia, caracterizando um subdesenvolvimento neste aspecto.

Apesar do atraso, o Brasil vem incentivando com intensidade a geração alternativa, esperando-se maiores destaques em função dos leilões já realizados, dos incentivos à livre comercialização de energia gerada por este tipo de fonte, da possibilidade de se aumentar o número de consumidores livres e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

Tabela 3 – Incentivos para geração distribuída.

País	Tarifa <i>Feed-in</i>	Quota	<i>Net Metering</i>	Certificados de Energia renovável	Investimento Público ou Financiamentos	Leilões Públicos de energia
Alemanha	X		X		X	
Austrália	X	X		X	X	
Brasil					X	X
Canadá	**	**	X		X	X
China	X	X			X	X
Dinamarca	X		X	X	X	X
Espanha	X			X	X	
Estados Unidos	**	**	**	**	**	**
Itália	X	X	X	X	X	
Japão	X	X	X	X	X	
Portugal	X				X	X
Reino Unido	X	X		X	X	

Fonte: ANEEL (2010).

## 3.2 PROINFA

O PROINFA é instituído e regulamentado pela Lei nº10.438, de 26 de abril de 2002. O objetivo do programa é aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

### Primeira Etapa

Os contratos serão celebrados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS até 30 de junho de 2004, para a implantação de 3300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, observados os valores e pisos (BRASIL, 2002).

### Segunda Etapa

Atingida a meta de 3300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa (BRASIL, 2002).

Produtor Independente é Autônomo quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de

serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum (BRASIL, 2002).

O PROINFA visa o incentivo a geração alternativa, a primeira etapa resultou na contratação de 3299 MW de geração proveniente de pequenas usinas eólicas, hidráulicas e de biomassa. Estas usinas deveriam entrar em operação até dezembro de 2010, a Tabela 4 apresenta o valor econômico por fonte.

Tabela 4 – Custo da energia - primeira etapa do proinfa.

Fonte	R\$/MWh	R\$/MWh
	jun/04	jul/10
PCH	117,02	161,56
Eólica (valor máximo)	204,35	282,14
Eólica (valor mínimo)	180,18	248,77
Biomassa (bagaço de cana)	93,77	129,46
129,46 Biomassa (Casca de arroz)	103,2	142,48
142,48 Biomassa (Resíduo de madeira)	101,35	139,93
Biomassa (Biogás de aterro)	169,08	233,44

Fonte: ANEEL (2010).

No contexto deste trabalho, vale destacar o preço elevado para contratação da geração via biogás de aterros.

O primeiro leilão realizado em 18 de junho de 2007, apresentou um resultado muito aquém da expectativa do mercado. Em 14 de dezembro de 2009, realizou-se um segundo leilão, exclusivo para energia eólica, cujo resultado foi altamente positivo, com energia contratada de 753 MW médio e um valor de 148,39 R\$/MWh para um período de 20 anos.

Em 25 e 26 de agosto foram realizados o terceiro leilão de reserva e o segundo de fontes alternativas, com entrega dos produtos para 2012, 2013 e 2014. Novamente destaca-se a fonte eólica conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Resultados do terceiro leilão do proinfa.

Data do Leilão	Fonte	Nº usinas novas	Potência instalada (MW)	Energia (MW médio)	Preço médio (R\$/MWh)
25 e 26/08/10	PCH	7	131,50	69,80	141,93
	Biomassa	12	712,90	190,60	144,20
	Eólica	70	2047,80	899,00	130,86
	Total	89	2892,20	1159,40	133,56

Fonte: ANEEL (2010).

Há um enorme favoritismo pela geração eólica, já que o pleito contrata os projetos com menores preços de energia, dentro do ambiente de modicidade tarifária, onde o preço da energia é pressionado para baixo. Neste contexto a geração de energia através do biogás proveniente de aterros se torna pouco atrativa e acaba tendo muito pouca adesão por parte dos investidores.

Com relação às Chamadas Públicas realizadas pelas distribuidoras para a contratação de geração distribuída, entre janeiro de 2006 e julho de 2010, apenas oito empresas fizeram uso desse expediente para contratar energia. A Tabela 6 mostra as chamadas públicas para geração distribuída, pode-se verificar que poucas distribuidoras optaram por contratar energia por meio de chamada pública e, conseqüentemente, o número de empreendimentos de GD alcançados por esse instrumento também foi muito reduzido, indicando que esse modelo precisa ser aperfeiçoado, já que parece não ser suficientemente atraente para os pequenos geradores e para as distribuidoras (ANEEL,2010).

Tabela 6 – Chamadas públicas para geração distribuída.

	Hidráulica (PCH/CGH)	Bagaço	Biogás	Total
Nº Contratos GD	17	4	6	27
Energia (MW médio)	87,8	7,6	0,5	95,9

Fonte: ANEEL (2010).

### 3.3 AMBIENTE REGULATÓRIO

Esta seção apresenta os principais instrumentos legais que tratam dos incentivos existentes, das condições para contratação da energia produzida e dos requisitos mínimos para a conexão de geração distribuída nas redes pertencentes às distribuidoras.

#### 3.3.1 Ambiente geral

O art. 26, §1º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei 11.488, de 15 de junho de 2007, estabeleceu a competência da ANEEL para definir o percentual de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, não inferior a 50%, para os empreendimentos classificados com Pequena Central Hidrelétrica – PCH (potência instalada maior que 1MW e menor ou igual a 30 MW) e aqueles de fonte hídrica com potência igual ou inferior a 1 MW, assim como para as centrais geradoras com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos. Segundo o § 5º do art. 26 da referida Lei, com redação dada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, os empreendimentos citados no parágrafo anterior poderão comercializar energia elétrica

com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, observada a regulamentação da ANEEL (ANEEL,2010).

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, determinou que as distribuidoras pertencentes ao SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado. Para tanto, a energia deve ser adquirida, dentre outras hipóteses, por meio de leilões promovidos pela ANEEL, proveniente de usinas novas e existentes, assim como de fontes alternativas. Adicionalmente, o art. 2º, §8º, permite que a distribuidora adquira parte da energia de empreendimentos caracterizados como geração distribuída, observados os limites de contratação e repasse às tarifas dos consumidores, e também das usinas inseridas no Proinfa (ANEEL,2010).

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabeleceu em seu art. 15 que a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pela distribuidora, e limitou o montante contratado em 10% da carga da empresa. O art. 34 do Decreto regulamentou o Valor Anual de Referência (VR), que é limite de repasse para as tarifas dos consumidores finais da energia adquirida pela distribuidora nas chamadas públicas. A ANEEL publica os valores anuais do VR, calculados com base nos resultados dos leilões de energia A-3 e A-5 realizados, ponderando os preços obtidos e os montantes contratados em cada leilão. A Tabela 7 apresenta os valores publicados para os anos 2008 a 2012.

Tabela 7 – Valor anual de referência de 2008 a 2012.

Ano	2008	2009	2010	2011	2012
Valor de Referência (R\$/MWh)	129,42	129,72	128,94	135,38	141,72

Fonte: ANEEL (2010).

### 3.3.2 Caso específico do biogás proveniente de aterros

A Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, estabeleceu os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição – TUST e TUSD para empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW, para aqueles caracterizados PCH (maior que 1MW e menor ou igual a 30 MW) e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos. Segundo a Resolução, a regra geral é o desconto de 50% na tarifa de uso para os empreendimentos listados acima. No entanto, o art. 3º estabelece as condições para a concessão do desconto de 100% nas tarifas de uso, dentre as quais, destaca-se a seguinte: "Empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou bi-

odigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto" (ANEEL,2010).

O desconto na tarifa talvez seja um dos pontos mais importantes a se destacar dentro de todos os benefícios atribuídos para este tipo de geração, onde para utilização de Biogás proveniente de aterros na geração de energia elétrica, será concedido um desconto de 50% na tarifa e mais importante, caso seja utilizado nesta mesma geração, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário, será concedido 100% de desconto nas tarifas de uso, implicando uma grande vantagem e incentivo neste tipo de geração.

### 3.4 MÓDULOS 3 E 5 DO PRODIST

A Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009, aprovou a revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que contempla, dentre outros, o Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) e o Módulo 5 (Sistemas de Medição) (ANEEL,2010).

O PRODIST exemplifica para todos os tipos de geração as características de acesso a rede e a documentação e obrigações necessárias. No caso específico deste trabalho, o interesse é na mini e microgeração distribuída.

O intuito é mostrar as vantagens que a geração distribuída possui nas etapas técnicas de viabilização da geração.

#### 3.4.1 Módulo 3

O módulo 3 do PRODIST divide-se basicamente em: etapas de viabilização do acesso, critérios técnicos e operacionais, requisitos de projetos e contratos.

#### **Etapas para viabilização do acesso**

São quatro as etapas a serem observadas: consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso. A Tabela 8 desta seção apresenta, por tipo de acessante, as etapas a serem cumpridas nos procedimentos de acesso (PRODIST M.3, 2008).

Para a central geradora classificada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias apenas as etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso. Consulta de acesso é facultativa, já a Informação de acesso, caso seja realizada a consulta de acesso, é obrigatória (PRODIST M.3, 2008).

A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à acessada, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações



Tabela 8 – Etapas dos procedimentos de acesso por tipo de acessante.

Acessante	Etapas a cumprir			
	Consulta de acesso	Informação de acesso	Solicitação de acesso	Parecer de acesso
Consumidor Especial	Opcionais		Necessárias	
Consumidor Livre	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora - Registro	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora - Autorização	Necessárias		Necessárias	
Central Geradora - Concessão	Procedimento definido no edital de licitação			
Outra Distribuidora de Energia	Necessárias		Necessárias	
Agente				
Importador/Exportador de Energia	Necessárias		Necessárias	

Fonte: PRODIST M.3 (2008).

das unidades geradoras junto aos micro e minigeradores distribuídos e envio dos dados à ANEEL para fins de Registro, nos termos da regulamentação específica. Para micro e minigeração distribuída, fica dispensada a apresentação do Certificado de Registro, ou documento equivalente, na etapa de solicitação de acesso (PRODIST M.3, 2008).

### **CrITÉRIOS TÉCNICOS E OPERACIONAIS**

Defini-se ponto de conexão como ponto de entrega da unidade consumidora, conforme definido em regulamento específico.

Alguns critérios obrigatórios são descritos no Módulo 3 seção 3.2 do PRODIST, como:

1. A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 Hz.
2. O paralelismo das instalações do acessante com o sistema da acessada não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção.
3. O acessante é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição acessado.
4. Os estudos básicos, de responsabilidade do acessante, devem avaliar tanto no ponto de conexão como na sua área de influência no sistema elétrico acessado os seguintes aspectos:
  - Nível de curto-circuito.

- Capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra.
- Adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante e revisão dos ajustes associados, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis.
- Ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão e de frequência e, para conexões em alta tensão, dos sinais estabilizadores.

As centrais geradoras classificadas como micro ou minigeração distribuída estão dispensadas de realizar os estudos descritos no item 4, os quais, caso sejam necessários, devem ser realizados pela distribuidora sem ônus para o acessante.

## Requisitos de projeto

Para a definição da tensão de conexão do acessante, devem ser consideradas as faixas de potência indicadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 KW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 KW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 KW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 KW a 1 MW	Média Tensão

Fonte: Adaptado do PRODIST M.3 (2008).

Já a Tabela 10 indica os requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída.

## Contratos

Em relação a micro e minigeração, dispensa-se a assinatura dos contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora local, nos termos da regulamentação específica, sendo suficiente para os minigeradores a celebração do Acordo Operativo.

A unidade consumidora que aderir ao sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora deve ser faturada conforme regulamentação específica para micro e minigeração distribuída e observada as Condições Gerais de Fornecimento, não se aplicando as regras de faturamento de centrais geradoras estabelecidas em regulamentos específicos.

Tabela 10 – Requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída.

Equipamento	Potência Instalada		
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobreproteção	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes
Ensaio	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(4) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização estudo de curto-circuito, cabe à acessada a responsabilidade pela sua execução.

(5) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, normas internacionais.

(6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

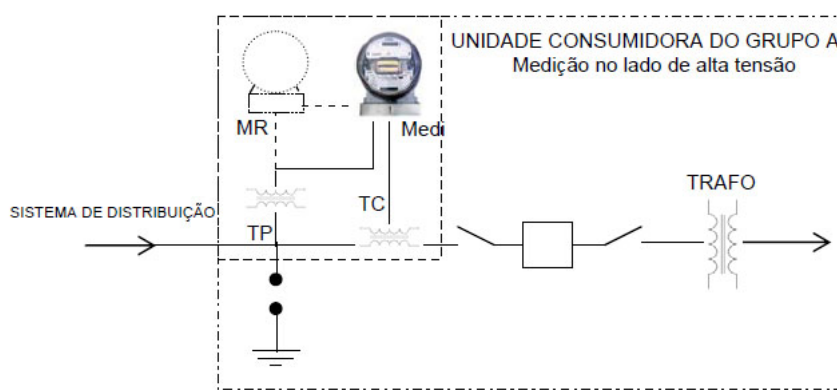
Fonte: PRODIST M.3 (2008).

### 3.4.2 Módulo 5

Neste módulo é conveniente destacar a seção 5.2, que uniformiza os critérios para as especificações dos sistemas de medição de energia elétrica utilizados nas instalações dos sistemas de distribuição, destinados ao faturamento, ao planejamento da expansão do sistema, à apuração das perdas técnicas e à qualidade da energia elétrica.

O principal aspecto a se considerar, nesta seção, é que o sistema de medição aplicável a usinas com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, com fonte de energia renovável, pode ser igual a dos consumidores do grupo A<sup>1</sup> conforme Figura10.

Figura 10 – Sistema de medição unidade consumidora do grupo A.



Fonte: PRODIST M.5 (2008).

## 3.5 PANORAMA DOS INVESTIMENTOS E TÓPICOS DA GD

Após analisar todas as regulamentações sobre os incentivos a geração distribuída, segundo a Nota Técnica nº 0043, pode-se destacar as seguintes:

- Desconto mínimo de 50% na tarifa de uso do sistema de distribuição, aplicável na produção e no consumo, podendo chegar a 100% no caso da geração por biogás em aterros.
- Possibilidade de venda de energia para consumidores livres e especiais.
- Isenção de pagamento anual de 1% da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

<sup>1</sup> \*As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 kV, e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:  
 A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;  
 A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;  
 A3 para o nível de tensão de 69 kV;  
 A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;  
 A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;  
 AS para sistema subterrâneo.

- Possibilidade de vender energia nos leilões específicos para fontes alternativas promovidos pelo MME e organizados pela ANEEL.
- Possibilidade de vender energia diretamente à distribuidora por meio de Chamada Pública.
- Venda de energia dentro da cota, preços e condições de financiamentos estabelecidos no PROINFA.
- As centrais geradoras com registro possuem procedimento de acesso simplificado, necessitando apenas das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso, o que agiliza o processo.

A Nota Técnica nº 0043/2010-SRD faz uma síntese dos principais aspectos da regulação relativos aos empreendimentos de geração distribuída de pequeno porte, que agregam o Registro, Lastro Contratual do Gerador e da Distribuidora, Sistema de Medição, Conexão e Preço da Energia e Prazos da Contratação:

**Registro:** Uma usina que gere energia elétrica a partir de fonte hídrica e potência instalada igual ou inferior a 1 MW, ou com base em outras fontes de energia e potência instalada menor ou igual a 5 MW, deve ser registrada junto à ANEEL. Para tanto, é preciso que o interessado envie um requerimento, juntamente com o Formulário de Registro de Centrais Geradoras preenchido, disponível no sítio desta Agência. A solicitação de desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), nos termos da Resolução Normativa nº 77 de 2004, deve ser enviada juntamente com o requerimento de registro. Adicionalmente, a Resolução Normativa nº 390 de 2009 exige também a apresentação da Licença Ambiental de Operação ou documento equivalente.

**Lastro Contratual do Gerador e da Distribuidora:** Conforme Resolução ANEEL no 352/2003, art. 1º, § 7º, inciso III, “as usinas termelétricas não despachadas centralizadamente e não pertencentes ao MRE terão a garantia física definida com base na energia efetiva gerada;”. Portanto, o lastro de contrato de venda de energia elétrica do gerador será a sua energia efetivamente gerada. A Distribuidora deverá apresentar à ANEEL o contrato de compra de energia de Geração Distribuída para fins de registro, conforme dispõe Resolução Normativa nº 323 de 2008. No momento do registro do contrato de compra e venda de energia será aferido o limite de 10% da carga da distribuidora, em termos dos montantes de compra de energia de GD, conforme Resolução Normativa nº 167/2005.

**Sistema de Medição:** O Procedimento de Distribuição- PRODIST, Módulo 5, seção 5.2, estabelece que o sistema de medição aplicável a usinas com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, com fonte de energia renovável, pode ser igual ao dos consumidores do Grupo A. Caso o agente de geração opte por vender energia no mercado

livre, há necessidade instalar o Sistema de Medição para Faturamento (SMF), conforme especificações do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e Regras de Comercialização.

**Conexão:** A usina deverá solicitar acesso à distribuidora, podendo indicar o ponto de conexão, sendo que caberá à distribuidora analisar e escolher o ponto que apresente o menor custo global, por meio de parecer de acesso. Para tanto, deverão ser seguidos os procedimentos estabelecidos no Módulo 3 do Prodist.

**Preço da Energia e Prazos da Contratação:** A energia deve ser contratada por Chamada Pública realizada pela distribuidora interessada. Conforme legislação em vigor, o contrato de compra e venda de energia deve ter prazo de vigência, o qual deve constar da Chamada Pública. Os custos com a compra de energia de geração distribuída poderão ser repassados para a tarifa dos consumidores até o Valor de Referência (VR), quando dos processos de reajuste ou revisão tarifária.

## 4 IMPACTOS DA GD NO SISTEMA DE ELÉTRICO

### 4.1 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GD

A necessidade da inserção de energias provenientes de fontes renováveis devido aos inúmeros riscos ao meio ambiente estão se tornando mais frequentes e obrigatórias. Como foi visto, o projeto do aterro de Guajuviras se encaixa neste tipo de geração, mais especificamente da minigeração distribuída e dentre os diversos fatores já abordados pode-se elencar as vantagens e desvantagens deste tipo de geração ao sistema e ao meio ambiente.

#### 4.1.1 Vantagens

O aumento da inserção de energia proveniente de fontes renováveis e a mitigação dos impactos ambientais são as principais vantagens da geração distribuída. Segundo Barbosa (2013), as principais vantagens são:

##### **Do lado do meio ambiente**

- Contribuição na redução das emissões de GEE e para a mitigação da mudança climática devido ao uso de recursos energéticos distribuídos.
- Minimização dos impactos ambientais, pela redução das necessidades de grandes instalações de geração de cargas e extensas linhas de transmissão.
- Diminuição do uso de fontes de energia não renováveis.
- Diminuição do desmatamento.
- Possibilidade de melhorar a eficiência energética.
- Uso adequado dos recursos renováveis.

##### **Do lado do setor elétrico**

- A GD é economicamente atraente na medida em que reduz os custos, adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão, além de reduzir perdas nas linhas de transmissão e distribuição, perdas reativas de potência e estabilidade na tensão elétrica.

- A diversidade de investimentos privados gerados pela GD, tende a ampliar o número de agentes geradores e participantes do setor elétrico, distribuídos regionalmente.
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição.
- Diminuição da dependência do parque gerador despachado centralizadamente, mantendo reservas próximas aos centros de carga.
- Agilização no atendimento ao crescimento da demanda, inserindo menor prazo e menor complexidade no licenciamento e na liberação para implantação dos projetos.
- Aumento da estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuída.
- Redução das perdas na transmissão e dos respectivos custos, e adiamento no investimento para reforçar o sistema de transmissão.
- Redução dos investimentos para implantação, inclusive os das concessionárias para o suprimento de ponta, dado que este passa a ser compartilhado (“peak sharing”), e os de todos os produtores para reservas de geração (que podem ser alocadas em comum).
- Redução dos riscos de planejamento.
- O uso de unidades de menor capacidade propicia o equilíbrio na busca de melhores taxas variáveis de crescimento de demanda, contribuindo na redução de risco associados a erros de planejamento e oscilações de preços ao sistema elétrico.
- Contribuição para a abertura do mercado energético, com a criação de regulamentação jurídica própria, que podem representar uma grande oportunidade comercial.

#### 4.1.2 Desvantagens

Assim como todo empreendimento, existem desvantagens na utilização da GD que englobam principalmente o custo de implantação do projeto e o seu tempo de amortização. Segundo Barbosa (2013), as principais desvantagens são:

##### **Do lado do setor elétrico**

- A concessionária a qual vai se conectar um produtor independente pode ser apenas transportadora e não compradora da energia que lhe é entregue por aquele produtor para um cliente remoto.



- Maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico.
- Maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções, inclusive nas medidas de segurança a serem tomadas e na coordenação das atividades.
- Possível diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que tende a aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas.
- Remuneração de investimentos de concessionárias, decorrentes ou afetados pela interconexão.

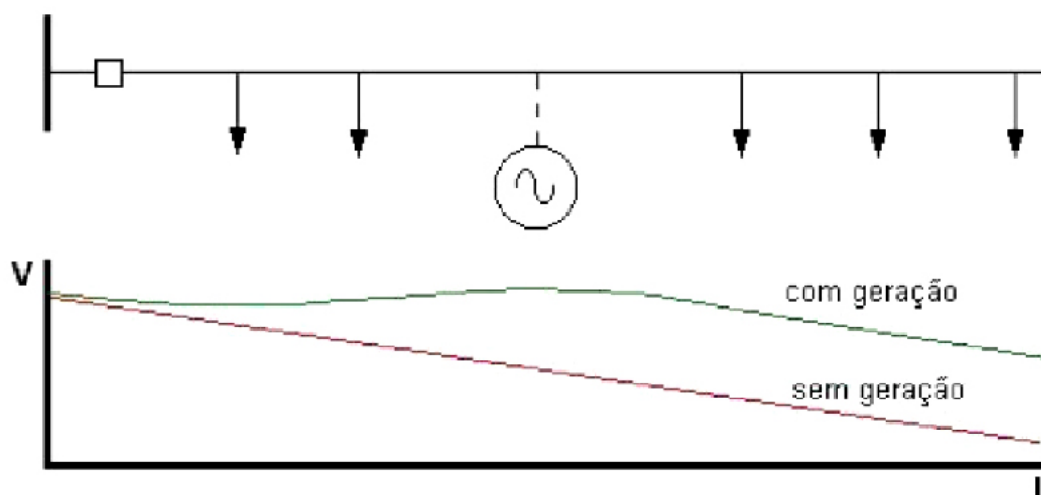
## 4.2 IMPACTOS DA GD NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção são abordados os aspectos mais técnicos da geração distribuída e quais os impactos da mesma na rede de distribuição. Para evitar que estas conexões prejudiquem a qualidade de fornecimento são realizados estudos sobre os níveis de tensão, o fluxo de potência, confiabilidade, níveis de curto circuito, harmônicos e a minimização de perdas no sistema.

### 4.2.1 Níveis de tensão

A GD pode melhorar os níveis de tensão da rede de distribuição, mudando as condições operativas dos equipamentos reguladores de tensão, como banco de capacitores e os próprios reguladores. Na Figura 11, observa-se como a GD pode influenciar positivamente nos níveis de tensão da rede.

Figura 11 – Queda de tensão usual em alimentadores.



A escolha do ponto de conexão no alimentador é de suma importância, uma vez que, se alocada em um ponto ótimo, pode proporcionar uma diminuição considerável das perdas e uma elevação no perfil de tensão.

### 4.2.2 Fluxo de Potência

Outro fator que deve ser estudado anteriormente a instalação da GD é a influência sobre o fluxo de potência. As redes de distribuição são ajustadas para operarem sem considerar qualquer geração conectada ao longo dos alimentadores ou nas cargas dos consumidores. A instalação deste tipo de fonte causa uma redistribuição do fluxo de potência. A inserção causa três possíveis situações:

- $G < D$ : O GD não chega a exportar a energia gerada, mas, sim, reduz a demanda que provém da concessionária. Sendo assim, deve-se esperar que os equipamentos existentes trabalhem bem nesta nova condição, uma que vão operar com um nível menor de carregamento.
- $D < G < 2D$ : Se a geração atingir o valor da demanda, nenhum fluxo ocorrerá no sentido da concessionária para a empresa, de modo que os equipamentos de interconexão trabalharão praticamente em vazio. Já no caso de geração maior do que a demanda e menor do que duas vezes o seu valor, o fluxo ocorrerá no sentido da concessionária com um valor, no máximo, igual à demanda. Nestas condições todos os equipamentos podem ser considerados adequados, uma vez que haverá apenas uma inversão no fluxo de potência.
- $G > 2D$ : Neste caso toda a demanda será atendida e um valor de potência numericamente maior do que a demanda irá fluir no sentido da concessionária. Sendo assim, há a necessidade de se verificar a adequação dos equipamentos previamente empregados na interligação.

### 4.2.3 Confiabilidade

Em sistemas em série, a falha de qualquer equipamento (fusíveis, religadores, disjuntores, etc) desconecta as duas extremidades.

Em sistemas conectados em paralelo, a presença de apenas um equipamento funcionando adequadamente é suficiente para manutenção da conexão entre as duas extremidades. Estes equipamentos ligados em paralelo, podem ser considerados fontes geradores, como uma usina hidrelétrica, uma usina térmica e uma geração distribuída conectada a rede.

Assim, a geração distribuída aumenta a confiabilidade do sistema devido a sua ligação ser realizada em paralelo com a rede da concessionária e por diminuir o número de dispositivos em série entre a geração centralizada e o consumidor final.

#### 4.2.4 Níveis de curto-circuito

Este estudo é fundamental para se definir as características elétricas e mecânicas de todos os equipamentos envolvidos na instalação. Determinam-se todos os níveis de curto-circuito trifásico, bifásico à terra e monofásico à terra nos seguintes pontos (Lora & Haddad, 2006).

- Nos terminais de cada gerador.
- Nos terminais de distribuição de energia em média tensão.
- Nos Lados primário e secundário dos transformadores elevadores (quando estes existirem) e abaixadores.
- Nos centros de controle de motores.
- Nos demais pontos do sistema que possam influir na operação do gerador com a concessionária.

A concessionária então, deverá fornecer ao GD os níveis de curto-circuito monofásico e trifásico no ponto mais próximo ao da interligação e informações de impedâncias e distâncias do alimentador até o ponto de interligação, com isso, se obtém os níveis de curto nas principais barras e contribuições nos alimentadores conectados, verificando-se as adequações dos equipamentos existentes.

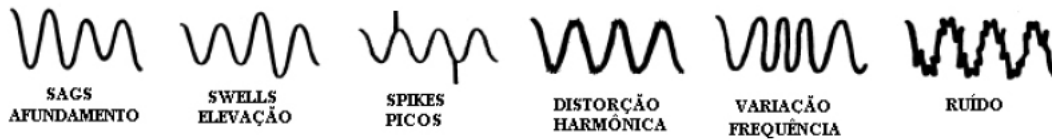
Quando ocorrerem níveis elevados de curto-circuito há várias opções para a redução do mesmo. Estas opções incluem a adição de reatores, uso de transformadores e geradores com altas impedâncias, limitadores estáticos, reconfiguração do sistema de distribuição ou, em última instância, substituição dos equipamentos. Todas as opções devem ser analisadas para que, quando postas em práticas, resolvam o problema das altas correntes de curto-circuito e qualifiquem o projeto.

No Brasil, os órgãos de planejamento e operação do sistema elétrico de potência têm adotado que a potência da usina eólica não ultrapasse a 8% da potência de curto-circuito no ponto de conexão à rede (CUSTÓDIO, 2007).

### 4.2.5 Harmônicos

A inserção de geradores de diferentes tipos e das mais variadas potências não pode alterar a qualidade da energia, referindo-se a seu nível de tensão, frequência e forma de onda. Todas as alterações no formato de onda mostrados na Figura 12 devem ser evitados.

Figura 12 – Alterações na forma de onda.



Fonte: Driemeier (2009).

Algumas gerações de fontes alternativas como a fotovoltaica e a eólica acabam gerando distorções harmônicas na forma de onda. A fotovoltaica devido a sua natureza CC e a eólica devido a utilização de geradores assíncronos, retificadores, inversores e outros equipamentos eletrônicos que podem ser fonte de distorções harmônicas e flutuações de tensão.

### 4.2.6 Minimização de perdas no sistema

Com a GD, do ponto de vista do sistema como um todo, é possível instalar, localmente, uma potência entre 10 e 15% menor do que aquela que seria necessária caso o atendimento do respectivo consumo se efetivasse através da geração centralizada. Isto ocorre porque haveria uma perda desta ordem de grandeza, nas redes de transmissão e de distribuição, em face da distância que existiria entre o local de consumo e a localização da unidade geradora. Observa-se que estes ganhos são compartilhados por todos os consumidores, na medida em que a GD anula estas perdas fatalmente presentes em sistemas de geração centralizada.

## 5 ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta o estudo de caso do aterro de Guajuviras. Inicialmente, apresenta-se uma descrição do aterro e, posteriormente, a análise econômica.

### 5.1 HISTÓRICO

O aterro sanitário de Guajuviras está localizado na cidade de Canoas, região metropolitana de Porto Alegre, no estado do Rio Grande do Sul, Brasil. O aterro foi criado em 1983 como vazadouro a céu aberto, em 1996 iniciaram-se medidas e obras para recuperação e regulamentação do armazenamento de resíduos. Foram construídos sistemas para a coleta e armazenamento de lixiviado, impermeabilização para as novas células, drenagem pluvial e de biogás. Na Figura 13 é apresentada uma imagem aérea do terreno do aterro sanitário de Guajuviras.

Figura 13 – Aterro de Guajuviras.



Fonte: GOOGLE EARTH (2010).

Segundo dados da Secretaria Municipal de Preservação Ambiental do Município de Canoas (2013), os resíduos sólidos recebidos pelo aterro sanitário são divididos em três categorias: resíduo oriundo de coleta convencional em residências (conhecidos como RSU), resíduo de varrição de logradouros e vias públicas e resíduo comercial de terceiros.

A licença de operação do aterro foi encerrada em primeiro de fevereiro de 2012, atualmente o mesmo trabalha como estação de transbordo como pode ser visto na Figura 14.

Figura 14 – Aterro operando como estação de transbordo.



Fonte: GOOGLE EARTH (2012).

A Tabela 11 mostra o histórico de armazenamento de resíduos em Guajuviras no período de 1996 a 2004.

Tabela 11 – Histórico de armazenamento de resíduos para o aterro de Guajuviras.

Ano	RSU (toneladas)	Resíduos comerciais de terceiros (toneladas)	Ano	RSU (toneladas)	Resíduos comerciais de terceiros (toneladas)
1996	48.896,03	-	2005	74.372,59	4.830,534
1997	51.732,87	-	2006	72.576,69	8.987,190
1998	56.913,31	-	2007	75.952,07	8.674,795
1999	60.146,37	-	2008	79.993,90	9.832,322
2000	58.231,67	-	2009	78.278,46	10.383,091
2001	59.916,16	-	2010	78.066,87	10.191,070
2002	58.087,28	4.568,27**	2011	81.594,67	10.139,296
2003	61.782,26	7.995,270	2012	7.100,45*	820,150
2004	64.471,73	3.737,406			

\* valor referente ao depositado no mês de janeiro

\*\* valor referente ao depositado a partir de julho do ano

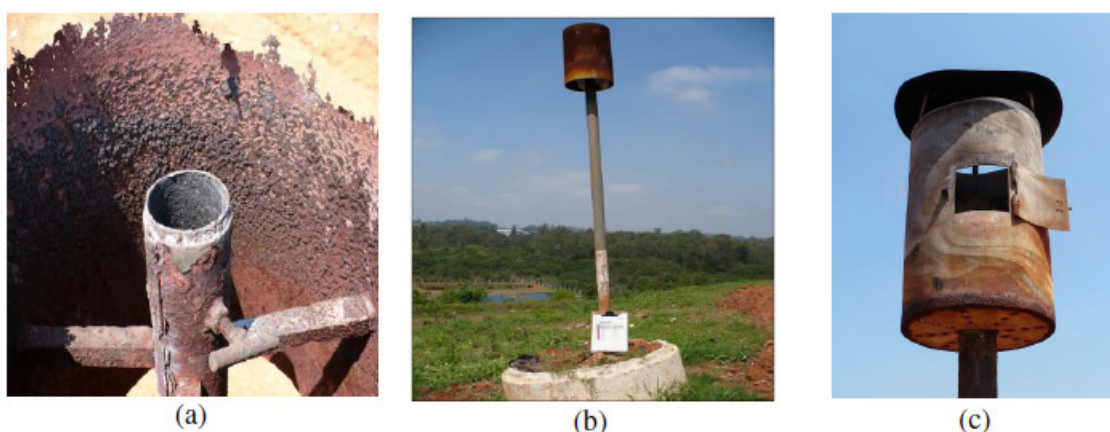
Fonte: SMMA (2013).

Embora a área licenciada do aterro de Guajuviras ser de aproximadamente 13 ha (SMMA, 2013), o armazenamento do aterro ocorre em uma área de aproximadamente 8,1 ha, sendo classificado como um aterro de área, onde são dispostas sucessivas camadas de RSU formando um “monte”.

Atualmente, o aterro de Guajuviras conta com um sistema passivo de alívio de biogás, Figura 15, composta por 35 drenos verticais com queimadores no seu topo, para

evitar possíveis danos decorrentes do aumento da pressão do gás em seu interior, ou então da emissão descontrolada de biogás para a atmosfera (THOMAZONI, 2014).

Figura 15 – Foto de detalhes de um conjunto dreno e queimador do sistema passivo de alívio de biogás no aterro de Guajuviras: (a) detalhe interno da extremidade do dreno; (b) dreno e queimador de biogás montados; (c) detalhe do protetor de queimador do dreno.



Fonte: THOMAZONI (2014).

Quanto ao lixiviado, este é coletado e armazenado em lagoas impermeáveis, e posteriormente enviado para uma estação de tratamento de esgotos (THOMAZONI, 2014).

## 5.2 CARACTERÍSTICAS DA USINA

Antes de abordar a modelagem econômica, deve-se definir as características de geração da usina através da análise de sua curva de potência e posteriormente abordar os aspectos trazidos pela geração distribuída.

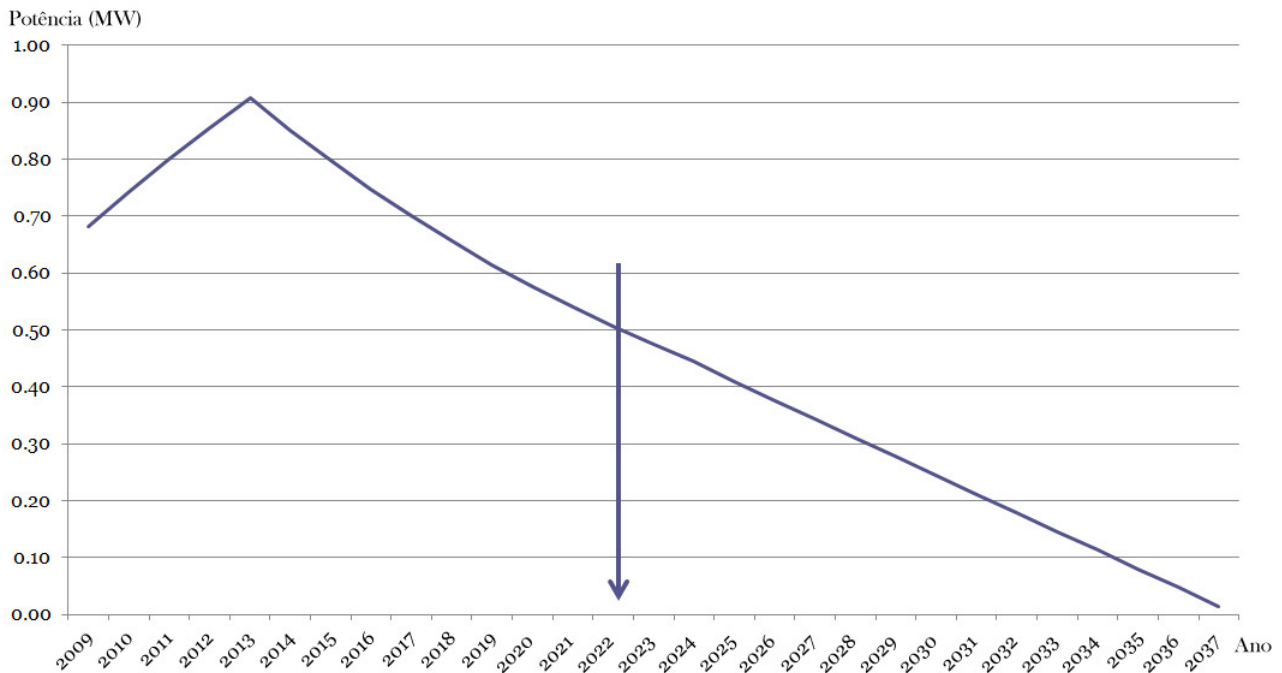
### 5.2.1 Curva de potência do aterro

Analisando a curva de potência do aterro na Figura 16, o período proposto para análise da implementação da usina escolhido foi de 2014 a 2024, baseados no projeto "Rede de pesquisa em conversão energética de biogás no Parque Canoas de Inovação" Schneider (2013), onde foi escolhido uma potência de 500 kW para geração.

A curva mostra que não será possível manter uma potência de 500 kW ao longo do período proposto, nos últimos dois anos será necessário o aporte de gás natural ou baixar a potência gerada.



Figura 16 – Curva de geração do projeto.



Fonte: Schneider (2013).

## 5.2.2 Características da usina e da geração distribuída

Sendo uma geração alternativa e com uma potência de 500 kW, a usina se encaixa na minigeração distribuída e pode-se destacar os seguintes requisitos técnicos e aspectos:

- **Nível de tensão:** Conforme Tabela 9, para uma geração entre 101 e 500 kW o nível de tensão de conexão deverá ser de baixa tensão (trifásico) ou média tensão.
- **Requisitos mínimos de ponto de conexão:** Conforme Tabela 10, a usina poderá abrir mão da colocação de proteção contra desequilíbrio de corrente, proteção contra desbalanço de tensão, sobrecorrente direcional e sobrecorrente com restrição de tensão. Já para proteção de sub e sobrecorrente, assim como sub e sobrefrequência, não é necessário a colocação de relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção. Caso a distribuidora solicite um estudo de curto circuito, cabe a acessada a responsabilidade pela sua execução.
- **Sistema de medição:** Tratando-se de uma usina com potência instalada inferior a 1MW, o sistema de medição pode ser igual a dos consumidores do grupo A (2,3 kV a 230 kV).
- **Etapas para viabilização do acesso:** A usina fica dispensada da consulta e informação de acesso, tornando o processo mais ágil.



- **Contratos e mercado:** Tratando-se de uma usina dentro da minigeração distribuída, há a possibilidade de venda dentro do ambiente de contratação livre (ACL), ou seja, há uma livre negociação entre compradores e vendedores, com contrato livremente estabelecido entre as partes e o mais importante, o preço é acordado entre comprador e vendedor. Para o caso desta usina, onde a geração é através de energia alternativa e a potência instalada está abaixo de 30 MW, o contrato estabelecido é o contrato de compra de energia incentivada (CCEI).
- **Registro:** Esta usina utilizará para gerar energia mais de 50% de biogás do combustível total dos motogeradores, assim deverá fazer o registro junto a ANEEL para obter o desconto de 100% no TUSD.

Conforme parâmetros acima, se define as características da usina conforme Tabela 12.

Tabela 12 – Características da usina de Guajuviras.

Módulo	Característica
Potência	500 kW
Conexão	Trifásica
Tensão	Baixa tensão
Frequência	60 Hz
Corrente	Alternada
Tipo de geração	Minigeração distribuída
Gerador	Motogeradores
Operação	Projetado para 10 anos (2014 a 2024)
Sistema	Cogeração
Elementos obrigatórios	Tabela 10
Contrato	CCEI no ambiente de ACL
Sistema de Medição	Igual ao do Grupo A de consumidores

Fonte: Autor.

### 5.2.3 Cenários propostos

Conforme mencionado anteriormente, por meados de 2022, segundo a curva de potência do aterro, não será mais possível gerar 500 kW, neste caso deverá ser diminuída a geração ou deverá ser utilizado o aporte de gás natural para manter a potência. Neste caso, foram propostos 2 cenários para simulação de fluxo de caixa e análise do preço final de geração.

1. **Cenário 1 (500 kW):** Neste cenário a potência será diminuída a partir de 2022, acarretando uma diminuição no valor de venda de energia, no entanto, não será necessário gastar com gás natural.

2. **Cenário 2 (500 kW + aporte de GN):** Neste cenário, a partir de 2022 será adquirido gás natural para manter em 500 kW a potência gerada.

Para ambos os casos serão realizados fluxos de caixa baseados nos valores do projeto "Rede de pesquisa em conversão energética de biogás no Parque Canoas de Inovação" Schneider (2013), com a modificação em relação a venda de créditos de carbono e, também, com a inserção dos incentivos da GD. Primeiramente é realizada uma abordagem na modelagem econômica para aterros proposta pelo PNUD (2010).

## 5.3 MODELAGEM DA VIABILIDADE ECONÔMICA

A modelagem adotada para cálculos de viabilidade inicia-se com o levantamento dos investimentos necessários para o projeto. O segundo passo é o levantamento das receitas prospectivas, oriundas tanto da venda da energia elétrica como dos créditos de carbono. Por fim são os custos e despesas operacionais, que incorrem ao longo do período simulado, incluindo aqueles com o financiamento dos investimentos iniciais e os impostos gerados (PNUD, 2010).

### 5.3.1 Investimentos

Os investimentos previstos na montagem do empreendimento são de suma importância na análise da viabilidade econômica do projeto e são diversos necessários pois englobam as etapas necessárias desde a captação do gás nos maciços de resíduos até a venda da energia elétrica por meio de sua transmissão. Segundo o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento PNUD (2010), os investimentos englobam os itens a seguir:

- **Sistema de drenagem:** instalação do sistema de drenagem nos lixões é relativo à perfuração dos furos e à instalação dos poços de drenagem vertical no maciço de resíduos.
- **Captação, bombeamento ou sucção, tratamento e queima:** foram considerados os seguintes itens, precificados a mercado: i) licenciamento e alvarás; ii) projeto executivo; iii) obras civis; iv) sistema de tubulações; v) adaptação de poços de captação; vi) sistema de automação e controle; vii) tubulações de água gelada e cargas iniciais de glicol; viii) trocadores de calor; ix) medidores de vazão tipo pitot (principal e secundários); x) tubulações de aço carbono; xi) instrumentos de medição de pressão e temperatura; xii) chiller; e os xiii) os queimadores.
- **Geração de energia elétrica:** foram considerados os valores de mercado dos seguintes itens: i) construção civil, galpões ou containers para acondicionamento

dos motores (incluindo projeto executivo e gerenciamento); ii) motogeradores; iii) painéis de proteção e controle (sincronização com a rede); iv) painéis auxiliares; v) sistemas de gerenciamento e supervisão dos motores, ventilação e exaustão de ar; vi) sistema de refrigeração da água dos motores; vii) sistema de abastecimento e filtragem de óleo; viii) transformadores auxiliares; e ix) seccionadoras para a conexão com a rede.

- **Projeto de créditos de carbono:** Os investimentos relacionados à certificação de créditos de carbono, quando considerados juntamente com a modelagem de geração de energia elétrica por meio do biogás, se resumem aos custos de elaboração, trâmite e aprovação de projeto junto à ONU no âmbito do MDL. O investimento considerado para elaboração do DCP para projetos com as características tratadas pode chegar ao montante de 200 mil dólares, conforme citado no relatório do Banco Mundial.

Para a usina foram considerados os seguintes investimentos: captação do biogás, desumidificador, motogeradores, ligações a rede de energia elétrica, diversos que incluem outros equipamentos e o gasto com o projeto de créditos de carbono. Os valores atribuídos para cada investimento de cada cenário encontram-se na Tabela 13.

Tabela 13 – Investimentos usina Guajuviras.

Item	Investimento	
	Canário 1 (500 kW)	Canário 1 (500 kW + aporte GN)
Captação do Biogás	R\$ 650.000,00	R\$ 650.000,00
Desumidificador	R\$ 40.000,00	R\$ 40.000,00
Motogeradores	R\$ 700.000,00	R\$ 700.000,00
Ligações a rede de EE	R\$ 100.000,00	R\$ 100.000,00
Diversos	R\$ 250.000,00	R\$ 250.000,00
Projeto Créditos de Carbono	R\$ 650.000,00	R\$ 650.000,00
Total	R\$ 2.390.000,00	R\$ 2.390.000,00

Fonte: Schneider (2013).

No projeto inicial realizado por Schneider (2013), não foi contabilizado o projeto de créditos de carbono, segundo o PNUD este projeto pode chegar a US\$ 200.000,00. Foi adicionado o valor do projeto de créditos de carbono no valor de US 200.000,00 considerando o valor de 1 dólar igual a 2,21 reais, o que causa um grande aumento nos investimentos, neste caso, há a necessidade de se avaliar a viabilidade da obtenção de créditos, já que na época do projeto o crédito de carbono valia R\$14,00 e hoje em dia chega a valer R\$0,50.

### 5.3.2 Receitas

As receitas relativas ao projeto englobam a comercialização da energia elétrica e de créditos de carbono.

- **Comercialização de Energia Elétrica:** Como foi considerada a comercialização da energia elétrica sob a configuração de produtor independente, o local de disposição de resíduos que passa a vender energia será no mercado livre (ACL), onde há a possibilidade de negociação de preços e volumes vendidos. É importante destacar que sendo produtor independente e comercializando no ACL, a usina poderá comercializar energia elétrica entre concessionárias de geração, produtores independentes, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores de energia e consumidores livres.
- **Comercialização de créditos de carbono:** No projeto de Schneider (2013), foi considerado um valor de R\$ 14,00 para o crédito de carbono. Atualmente o crédito de carbono está em torno de R\$ 0,50 e é este valor que será atualizado no projeto.

Os valores referentes as receitas para cada cenário encontram-se na Tabela 14 e na Tabela 15. Tratando-se de uma usina em regime de cogeração, há a possibilidade de uma receita extra devido o abatimento do lixiviado do aterro, segundo o projeto "Rede de pesquisa em conversão energética de biogás no Parque Canoas de Inovação", uma receita de R\$ 60.000,00 por ano seria agregada ao projeto, com a diminuição da produção de energia como no cenário 1, também haverá diminuição tanto nas receitas quanto na obtenção de créditos de carbono e abatimento do lixiviado.

De acordo com os estudos realizados no aterro, há uma produção de aproximadamente 16.734 toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, assim pode-se calcular o volume de receita pela venda de créditos de carbono conforme Equação (5.1).

$$Receita(cr.carb) = Vol Valor \quad (5.1)$$

Onde a receita de créditos de carbono é igual ao volume (em toneladas) de gás carbônico que deixou-se de inserir na atmosfera, multiplicado pelo valor do crédito de carbono (R\$0,50). Assim, para cada ano tem-se o seguinte resultado (Equação 5.2).

$$Receita(cr.carb) = 16.734 \cdot 0,50 = R\$ 8.367/ano \quad (5.2)$$

No valor original do projeto a quantia gerada chegava a R\$ 235.000,00 por ano referentes a obtenção de créditos de carbono. Já pode-se notar que o valor adquirido com a obtenção de créditos de carbono é inferior ao gasto no projeto do mesmo, tornando inviável a exploração deste. Nos ano de 2023 para o Cenário 1, tem-se uma quantidade de

Tabela 14 – Cenário 1 - Rendimentos.

Ano	Créditos de Carbono (R\$)	Tratamento lixiviado (R\$)	Total (R\$)
2015	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2016	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2017	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2018	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2019	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2020	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2021	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2022	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2023	7.840,00	56.857,58	64.697,58
2024	7.347,00	53.279,39	60.626,39
Total			672.260,00

Fonte: Autor.

15681 toneladas de CO<sub>2</sub> que deixa-se de emitir, no ano de 2024 este valor cai para 14694 toneladas. Já no cenário 2 as 16734 toneladas são mantidas durante os 10 anos, para o cálculo do Cenário 1 entre 2023 e 2024 teremos conforme Equações (5.3) e (5.4).

$$Receita(cr.carb)2023 = 15.6810,50 = R\$ 7.840/ano \quad (5.3)$$

$$Receita(cr.carb)2024 = 14.6940,50 = R\$ 7.347/ano \quad (5.4)$$

Tratando-se de uma comercialização do mercado livre, o valor da venda de energia será estipulado posteriormente aos cálculos dos custos da usina. Ao agregar os valores dos custos e investimentos, diminuindo os valores das receitas provenientes da venda de créditos de carbono assim como do abatimento do lixiviado pode-se estimar o valor mínimo necessário do MWh a ser vendido para tornar o investimento viável.

### 5.3.3 Custos

O último item são os custos operacionais e financeiros que segundo a PNUD (2010), contemplam:

- **Custos operacionais:** foram considerados os serviços na rede de captação, na estação de sucção e queima, no sistema de tratamento de biogás, na geração e na transmissão de energia elétrica. Incluem mão-de-obra (impostos de contratação e custos trabalhistas), gerenciamento administrativo, recursos humanos e contábeis.
- **Custos de energia de *back-up*:** optou-se por não se considerar eventuais custos com a compra de energia de back-up devido à imprevisibilidade com a qual ocorrem

Tabela 15 – Cenário 2 - Rendimentos.

Ano	Créditos de Carbono (R\$)	Tratamento lixiviado (R\$)	Total (R\$)
2015	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2016	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2017	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2018	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2019	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2020	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2021	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2022	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2023	8.367,00	60.000,00	68.367,00
2024	8.367,00	60.000,00	68.367,00
Total			683.670,00

Fonte: Autor.

e a dificuldade de se modelar preço spot de energia, pelo qual a energia de back-up é adquirida.

- **Custos com financiamento:** Foi considerada a possibilidade de financiamento do investimento pelo Banco Mundial, que possui uma linha de crédito específica para geração de energia elétrica, com taxas de juros de 8% ao ano, com prazo de pagamento de 10 anos utilizando o sistema de amortização constante - SAC.
- **Custos com impostos:** o comércio da energia elétrica gerada é tributado normalmente, a saber: ICMS, IRPJ, PIS e COFINS, CSLL e TUSD.

Tendo calculado o necessário para o investimento inicial pode-se projetar os custos com financiamento. Como mencionado, será utilizado a Tabela SAC com uma taxa de juros de 8% ao ano com prazo de pagamento de 10 anos conforme Tabela 16.

Os cálculos foram realizados através do calculador da Caixa Econômica Federal e resumidos na Tabela 16. As prestações serão pagas mensalmente, no entanto, devido a extensão da tabela, os valores foram relatados aqui neste trabalho anualmente. No final do projeto deverá ser pago R\$ 3.320.328,59 após juros e correções, isso resulta em um valor aproximadamente 39% maior que o original.

Passando para os custos operacionais, os mesmos foram retirados do projeto "Rede de pesquisa em conversão energética de biogás no Parque Canoas de Inovação" (Tabelas 17 e 18) e englobam os custos de operação e manutenção, assim como o custo do aporte de gás natural necessário para o Cenário 2.

Devido a necessidade de aporte do gás natural, o Cenário 2 terá um custo de R\$ 227.118,02 a mais que o Cenário 1. O último fator dos custos são os tributos a serem pagos, os mesmos são definidos a partir da venda da energia, ou seja, ICMS, PIS, COFINS

Tabela 16 – Tabela SAC do empreendimento.

Ano	Prestação (R\$)	Juros (R\$)	Amortização (R\$)	Saldo Devedor (R\$)
2015	415.070,45	176.070,45	239.000,04	2.131.083,33
2016	396.617,66	157.617,65	239.000,04	1.892.083,33
2017	378.164,85	139.164,86	239.000,04	1.653.083,33
2018	359.712,05	120.712,05	239.000,04	1.414.083,33
2019	341.259,26	102.259,25	239.000,04	1.175.083,33
2020	322.806,45	83.806,46	239.000,04	936.083,33
2021	304.353,67	65.353,66	239.000,04	697.083,00
2022	285.900,87	46.900,87	239.000,04	458.083,33
2023	267.448,06	28.448,07	239.000,04	219.083,33
2024	248.995,27	9.995,26	239.000,04	0
Total	3.320.328,59	930.328,58	2.390.000,40	

Fonte: Calculadora da Caixa (2014).

Tabela 17 – Cenário 1 - Custos de operação.

Ano	Op. e Manu. (R\$)	GN (R\$)	Total (R\$)
2015	261.000,00	0	261.000,00
2016	261.000,00	0	261.000,00
2017	261.000,00	0	261.000,00
2018	261.000,00	0	261.000,00
2019	261.000,00	0	261.000,00
2020	261.000,00	0	261.000,00
2021	261.000,00	0	261.000,00
2022	261.000,00	0	261.000,00
2023	261.000,00	0	261.000,00
2024	261.000,00	0	261.000,00
Total			2.610.000,00

Fonte: Schneider (2013).

e TUSD são contabilizados a partir do volume de energia vendida pelo projeto conforme Tabela 19.

De acordo com as informações obtidas do MME estes são os tributos a serem considerados. Tem-se até o momento que será fornecido 500 kW de energia durante 10 anos, com exceção do Cenário 1 que fornecerá menos durante os dois últimos anos. Para a TUSD foi considerado uma tarifa de 1,69R\$/kW referente a Resolução Homologatória número 1.371, de 23 de outubro de 2012.

#### 5.3.4 Fator de carga e energia gerada

Segundo a Celesc, o Fator de Carga (FC) é um índice que mostra se a energia consumida está sendo utilizada de maneira racional e econômica. Este índice varia entre

Tabela 18 – Cenário 2 - Custos de operação.

Ano	Op. e Manu. (R\$)	GN (R\$)	Total (R\$)
2015	261.000,00	0	261.000,00
2016	261.000,00	0	261.000,00
2017	261.000,00	0	261.000,00
2018	261.000,00	0	261.000,00
2019	261.000,00	0	261.000,00
2020	261.000,00	0	261.000,00
2021	261.000,00	0	261.000,00
2022	261.000,00	0	261.000,00
2023	261.000,00	72.361,13	333.361,13
2024	261.000,00	154.756,89	415.756,89
Total			2.837.118,02

Fonte: Schneider (2013).

Tabela 19 – Tributos.

Tributo	% sobre energia vendida
ICMS	Não considerado Convênio 107/02
IRPJ	15
IPI	Não considerado Decreto 4542/02
PIS	1,65
COFINS	3
CSLL	9
TUSD	1,69 R\$/kW

Fonte: Autor.

zero a um, e é obtido pela relação entre a demanda média e a demanda máxima, durante um período definido.

O fator de carga é expresso pela relação entre a energia ativa consumida num determinado período de tempo e a energia ativa total que poderia ser consumida, caso a demanda medida do período (demanda máxima) fosse utilizada durante todo o tempo. O FC é dado pela Equação (5.5).

$$FC = \frac{kWh}{kWt} \quad (5.5)$$

Onde t é o número de horas ocorrida no intervalo, kWh é o consumo de energia ativa e kW é a demanda de potência ativa média. Sabe-se que para usinas em aterros o FC é considerado de 90%, ou seja, FC=0,9. Assim, calcula-se o consumo de energia ativa conforme Equação (5.6).

$$kWh = FCt kW \quad (5.6)$$



Assim, com uma potência de 500 kW, calcula-se a energia ativa para um ano como (Equação 5.7):

$$kWh = 0,936524500 = 3942000 kWh/ano \quad (5.7)$$

Ou

$$MWh = \frac{3942000}{1000} = 3.942 MWh/ano \quad (5.8)$$

## 5.4 CUSTO DA GERAÇÃO

Após serem explicitados todos os valores que agregam economicamente a montagem desta usina, pode-se calcular o preço final necessário da venda de energia para tornar o investimento viável.

### 5.4.1 Cálculo da energia vendida e tributos

Tem-se o valor total dos custos e investimentos, assim como das receitas. Deve-se calcular o valor da energia a ser vendida baseado nos valores já encontrados. Primeiramente deve-se alocar valores para os tributos a serem pagos.

$$IRPJ = 0,15 EV \quad (5.9)$$

Onde 0,15 indica os 15% de tributo a ser pago referente ao IRPJ e EV é o valor da energia a ser vendida.

$$PIS = 0,0165 EV \quad (5.10)$$

$$COFINS = 0,03 EV \quad (5.11)$$

$$CSLL = 0,09 EV \quad (5.12)$$

$$TUSD = 1,6950012 = R\$ 10.140,00/ano \quad (5.13)$$

Assim, o cálculo do valor energia a ser vendida se dá conforme a Equação (5.14).

$$EV = Investimentos + Custos + Tributos - Receitas \quad (5.14)$$

Onde os investimentos totalizam R\$ 3.320.328,59 (financiamento), os custos totalizam R\$ 2.610.000,00 e os tributos estão dispostos conforme Equação (5.9) a (5.14). Colocando na Equação (5.14), tem-se para o Cenário 1, no intuito de facilitar os cálculos o valor do financiamento será dividido igualmente durante os 10 anos de operação.

$$EV1 = (3320328,59/10)+(2610000/10)+10140+0,15EV+0,0165EV+0,03EV+0,09EV-(82123/10)-(590136,97/10) \quad (5.15)$$

$$= R\$ 751.151,87/ano$$

Onde os investimentos totalizam R\$ 3.320.328,59 (financiamento), os custos totalizam R\$2.837.118,00 (op. e man. + GN) e os tributos estão dispostos conforme Equação (5.9) a (5.14). Colocando na Equação (5.14), tem-se para o Cenário 2:

$$EV2 = (3320328,59/10)+(2837118/10)+10140+0,15EV+0,0165EV+0,03EV+0,09EV-(83670/10)-(600000/10) \quad (5.16)$$

$$= R\$ 781.384,25/ano$$

Estes são os valores a serem atribuídos para venda de energia. Consequentemente pode-se calcular os valores das tarifas:

$$IRPJ_{cenário1} = 0,15 EV1 = R\$ 112.672,78 \quad (5.17)$$

$$IRPJ_{cenário2} = 0,15 EV2 = R\$ 117.207,64 \quad (5.18)$$

Onde 0,15 indica os 15% de tributo a ser pago referente ao IRPJ e EV é o valor da energia a ser vendida.

$$PIS_{cenário1} = 0,0165 EV1 = R\$ 12.394,00 \quad (5.19)$$

$$PIS_{cenário2} = 0,0165 EV2 = R\$ 12.892,84 \quad (5.20)$$

$$COFIN_{cenário1} = 0,03 EV1 = R\$ 22.534,55 \quad (5.21)$$

$$COFIN_{cenário2} = 0,03 EV2 = R\$ 23.441,53 \quad (5.22)$$

Tabela 20 – Valor dos tributos.

Tributo	Valor (R\$)	
	Canário 1 (500 kW)	Canário 2 (500 kW + aporte GN)
ICMS	0	0
IRPJ	112.672,78	117.207,64
IPI	0	0
PIS	12.394,00	12.892,84
COFINS	22.534,55	23.441,53
CSLL	67.603,67	70.324,58
TUSD	10.140,00	10.140,00
Total	225.345,00	234.006,60

Fonte: Autor.

$$CSLL_{cenário1} = 0,09 EV1 = R\$ 67.603,67 \quad (5.23)$$

$$CSLL_{cenário2} = 0,09 EV2 = R\$ 70.324,58 \quad (5.24)$$

Um resumo dos custos totais dos impostos estão na Tabela 20.

#### 5.4.2 Fluxo de caixa

Esta seção tem o objetivo de agregar o que foi disposto anteriormente e realizar o fluxo de caixa para ambos os cenários. A Tabela 21 detalha o fluxo de caixa do aterro. Os valores do fluxo de caixa equivalem a todo o período do projeto (2014 a 2024). Primeiramente para os valores dos custos, chega-se à Equação (5.25) para o Cenário 1.

$$CustosC1 = Financiamiento + Op. e Man. + Tributos = 3320328,59 + 2610000 + (225345,10) \quad (5.25)$$

$$= R\$ 8.183.778,59$$

E na Equação (5.26) para os custos do Cenário 2.

$$CustosC2 = Financiamiento + Op. e Man. + GN + Tributos = 3320328,59 + 2610000 + (234006,60) \quad (5.26)$$

$$= R\$ 8.497.512,51$$

Tabela 21 – Fluxo de Caixa Guajuviras.

Item	Canário 1 (500 kW)	Canário 2 (500 kW + aporte GN)
Créditos de Carbono	R\$ 82.123,00	R\$ 83.670,00
Tratamento Lixiviado	R\$ 590.136,97	R\$ 600.000,00
Energia Vendida	R\$ 7.511.518,70	R\$ 7.813.842,50
<b>Total das Receitas</b>	<b>R\$ 8.183.778,59</b>	<b>R\$ 8.497.512,51</b>
Financiamento	R\$ 3.032.335,23	R\$ 3.032.335,23
Operação e Manutenção	R\$ 2.610.000,00	R\$ 2.610.000,00
Gás Natural	R\$ 0,00	R\$ 227.118,00
Tributos	225.345,00	234.006,60
<b>Total dos Custos</b>	<b>R\$ 8.183.778,59</b>	<b>R\$ 8.497.512,51</b>

Fonte: Autor.

O cálculo para as receitas foram baseados nos custos, ou seja, foi calculado o necessário na venda de energia para se equilibrar os gastos, sem nenhum lucro. Primeiramente as receitas do Cenário 1.

$$\begin{aligned} \text{ReceitasC1} &= \text{Cred.Carb} + \text{Lix.Abat.} + \text{En.Vend.} = 82.123 + 590136,97 + (751181,8710) \quad (5.27) \\ &= R\$ 8.183.778,6 \end{aligned}$$

E na Equação (5.28) para as receitas do Cenário 2.

$$\begin{aligned} \text{ReceitasC2} &= \text{Cred.Carb} + \text{Lix.Abat.} + \text{En.Vend.} = 83670 + 600000 + (781384,2510) \quad (5.28) \\ &= R\$ 8.497.512,60 \end{aligned}$$

Ressalta-se que os valores dos custos não foram agregados, pois já estão dispostos nos custos com financiamento.

### 5.4.3 Preço final da geração

Após analisar todos os valores que impactam a construção de uma usina, pode-se chegar ao valor mais importante se tratando da venda de energia elétrica. A Tabela 22 mostra o valor do preço da energia para cada cenário. Para calcular o valor do MW, basta dividir a energia vendida pela energia ativa gerada durante 1 ano conforme Equação (5.29) para o Cenário 1.

$$PEC1 = \frac{\text{Energia Vendida}}{MWh} = \frac{8.183.778,59}{3942} = R\$ 207,60/MWh \quad (5.29)$$

E Equação (5.30) para o Cenário 2.

$$PEC2 = \frac{\text{Energia Vendida}}{MWh} = \frac{8.497.512,51}{3942} = R\$ 215,56/MWh \quad (5.30)$$

Tabela 22 – Preço da venda de energia para cada cenário.

Cenário	1 (500 kW)	2 (500 kW + aporte GN)
Energia Vendida (R\$/ano)	8.183.778,59	8.497.512,51
Energia (MWh/ano)	3.942	3.942
Preço da Energia (R\$/MWh)	207,60	215,56

Fonte: Autor.

Antes de entrar no contexto do mercado para este valor, deve-se analisar se é possível realizar algumas melhorias. Há duas melhorias a serem feitas, primeiramente pode-se abater o custo de TUSD, já que se tratando de uma geração alternativa que utiliza mais de 50% de biogás em sua geração a TUSD recebe um desconto de 100%, e segundo, nota-se que o valor investido no projeto de créditos de carbono supera a renda trazida por este, neste caso, torna-se desaconselhável a utilização do mesmo.

#### 5.4.4 Aplicação dos incentivos da GD e melhorias

Considerando a mesma quantidade de energia vendida, abatendo o valor da TUSD conforme Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, chega-se a Tabela 23. Para chegar ao valor novo dos tributos subtrai-se o valor da TUSD conforme Equação (5.31) e (5.32):

$$\text{Tributos}C1 = \text{Valor total dos tributos} - \text{TUSD} = 225345,00 - 10140 = R\$ 215.205,00 \quad (5.31)$$

$$\text{Tributos}C2 = \text{Valor total dos tributos} - \text{TUSD} = 234006,60 - 10140 = R\$ 223.866,00 \quad (5.32)$$

Já para o valor gasto com o projeto de créditos de carbono, tratando-se do valor de investimento é necessário refazer o cálculo do financiamento, pois além de diminuir os R\$650.000,00 do projeto, diminuirá os juros a serem pagos também. Neste caso, o financiamento fica como na Tabela 24, a tabela foi resumida, pois o que realmente interessa é o valor total pago. Assim o valor a ser financiado total passa de R\$ 2.390.000,00 para R\$ 1.740.000,00 com um total a ser pago de R\$2.417.310,33 ao final de 10 anos.

Tabela 23 – Tributos sem TUSD.

Tributo	Valor (R\$)	
	Canário 1 (500 kW)	Canário 1 (500 kW + aporte GN)
ICMS	0	0
IRPJ	106.618,26	111.153,11
IPI	0	0
PIS	11.728	12.226,85
COFINS	21.323,65	22.230,62
CSLL	63.970,96	66.691,87
TUSD	0	0
Total	215.205,00	223.866,00

Fonte: Autor.

Tabela 24 – Tabela SAC do empreendimento sem o projeto de CC.

Ano	Prestação (R\$)	Juros (R\$)	Amortização (R\$)	Saldo Devedor (R\$)
Total	2.417.310,33	677.310,33	1.740.000,00	0

Fonte: Autor.

Assim o novo valor dos custos e receitas se daria conforme Equações 5.33-5.36.

$$CustosC1 = Financiamento + Op. e Man. + Tributos = 2417310,33 + 2610000,00 + (215205,00 \cdot 10) \quad (5.33)$$

$$= R\$ 7.179360,33$$

$$CustosC2 = Financiamento + Op. e Man. + Tributos = 2417310,33 + 2610000 + (223866,00 \cdot 10) \quad (5.34)$$

$$= R\$ 7.265.970,00$$

$$ReceitasC1 = Lix. Abat. + En. Vend. = 590136,97 + (751181,87 \cdot 10) = R\$ 8.101.955,67 \quad (5.35)$$

$$= R\$ 8.101.955,67$$

$$ReceitasC2 = Lix. Abat. + En. Vend. = 600000 + (781384,25 \cdot 10) = R\$ 8.413.842,50 \quad (5.36)$$

Tabela 25 – Novo fluxo de caixa.

Item	Canário 1 (500 kW)	Canário 2 (500 kW + aporte GN)
Tratamento Lixiviado	R\$ 590.136,97	R\$ 600.000,00
Energia Vendida	R\$ 7.511.518,70	R\$ 7.813.842,50
<b>Total das Receitas</b>	<b>R\$ 8.101.955,67</b>	<b>R\$ 8.413.842,50</b>
Financiamento	R\$ 2.417.310,33	R\$ 2.417.310,33
Operação e Manutenção	R\$ 2.610.000,00	R\$ 2.610.000,00
Gás Natural	R\$ 0,00	R\$ 227.118,00
Tributos	215.205,00	223.866,00
<b>Total dos Custos</b>	<b>R\$ 7.179.360,33</b>	<b>R\$ 7.265.970,00</b>

Fonte: Autor.

$$= R\$ 8.413.842,50$$

O Fluxo de caixa novo ficaria conforme Tabela 25.

Neste ponto há duas opções, manter a mesma tarifa dos dois cenários e ter um lucro igual a:

$$LucroC1 = 8101955,67 - 7179360,33 = R\$ 922.595,33 \quad (5.37)$$

$$LucroC2 = 8413842,50 - 7265970,00 = R\$ 1.147.872,50 \quad (5.38)$$

Ou subtrair esta diferença da energia vendida com a intenção de diminuir o custo de venda da mesma conforme Equações (5.39) e (5.40).

$$PEC1 = \frac{Energia\ Vendida}{MWh} = \frac{7179360,33}{3942} = R\$ 182,12/MWh \quad (5.39)$$

$$PEC2 = \frac{Energia\ Vendida}{MWh} = \frac{7265970,00}{3942} = R\$ 184,32/MWh \quad (5.40)$$

O valor da energia foi substancialmente reduzido, o que é muito importante na venda dentro do mercado, necessitando alcançar um preço competitivo. Os novos valores encontram-se na Tabela 26.

Tabela 26 – Preço da venda de energia para cada cenário atualizado.

Cenário	1 (500 kW)	2 (500 kW + aporte GN)
Energia Vendida (R\$/ano)	<b>7.179.360,33</b>	<b>7.265.970,00</b>
Energia (MWh/ano)	3.942	3.942
Preço da Energia (R\$/MWh)	<b>182,12</b>	<b>184,32</b>

Fonte: Autor.

### 5.4.5 Análise do Investimento

Após calcular o valor real para o projeto, pode-se realizar a análise do investimento. Como mencionado, os cálculos realizados foram com o intuito de apenas quitar os gastos do investimento, não há um lucro sólido. Nesta seção é visto o método do Valor Presente Líquido (VPL), que mostrará se o investimento é viável.

A Equação 5.41 mostra como calcular o VPL do projeto.

$$VPL = \frac{F1}{(1+i)^1} + \frac{F2}{(1+i)^2} + \frac{F3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Fn}{(1+i)^n} - E \quad (5.41)$$

Onde F é a receita anual, E são os gastos somados no período do projeto e i é a taxa de atratividade (TMA). Para este projeto foi considerado uma taxa de atratividade de 10%. Para o projeto se tornar viável o valor do VPL terá que ser maior que zero. As receitas e custos consideradas no cálculo foram retiradas da Tabela 25, e o fluxo de caixa para o cálculo da viabilidade encontra-se na Figura 18 do Apêndice B para o Cenário 1 e na Figura 19 do Apêndice B para o Cenário 2. Para o Cenário o cálculo do VPL fica conforme Equação 5.42 e para o Cenário 2 conforme Equação 5.43. Para ambos os cenários foram considerados os valores da Tabela 27.

Tabela 27 – Constantes utilizadas para cálculo do VPL.

Cenário	1 (500 kW)	2 (500 kW + aporte GN)
TMA (i)	10%	10%
Custo (E)	R\$ 7.280.800,00	R\$ 7.594.529,00
Receita anual (F)	R\$ 810.165,56	R\$ 841.384,25

Fonte: Autor.

$$VPLC1 = \frac{F1}{(1+i)^1} + \frac{F2}{(1+i)^2} + \frac{F3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Fn}{(1+i)^n} - E = -2.302.683,35 \quad (5.42)$$

$$VPLC2 = \frac{F1}{(1+i)^1} + \frac{F2}{(1+i)^2} + \frac{F3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Fn}{(1+i)^n} - E = -2.424.587,01 \quad (5.43)$$

Com uma taxa de atratividade de 10% ambos Cenários são desaconselháveis, pois apresentam um VPL negativo. Como todos os valores de "F" foram considerados iguais, pode-se isolar o mesmo nas equações acima e procurar um valor que torne o VPL positivo, assim zera-se o mesmo nas equações acima e calcula-se "F", a partir deste valor torna-se aconselhável o investimento.

$$FC1 = R\$ 1.184.819,02 \quad (5.44)$$



$$FC2 = R\$ 1.235.974,62 \quad (5.45)$$

Para os valores encontrados, deve-se calcular o novo valor da energia gerada a ser vendida. Subtrai-se o valor do abatimento de lixiviado de ambos os cenários e estima-se o valor do MWh.

$$PC1 = \frac{\text{Energia Vendida}}{MWh} = \frac{1184819,02 - 59013,69}{3942MWh/ano} = R\$ 285,60/MWh \quad (5.46)$$

$$PC2 = \frac{\text{Energia Vendida}}{MWh} = \frac{1235974,62 - 60000}{3942MWh/ano} = R\$ 298,32/MWh \quad (5.47)$$

Um resumo dos valores encontrados para o MWh encontra-se na Tabela 28.

Tabela 28 – Constantes utilizadas para cálculo do VPL.

Cenário	1 (500 kW)	2 (500 kW + aporte GN)
Orçamento com projeto de créditos de carbono e TUSD	R\$ 207,60/MWh	R\$ 215,56/MWh
Orçamento sem projeto de créditos de carbono e TUSD	R\$ 182,12/MWh	R\$ 184,32/MWh
Orçamento considerando VPL>0	R\$ 285,60/MWh	R\$ 298,32/MWh

Fonte: Autor.

Portanto, para o investimento se tornar atrativo para qualquer investidor, a energia, baseado nos valores dispostos nos cálculos, deverá ser vendida a um valor superior a R\$280,00/MWh.

#### 5.4.6 Posto tarifário

Após calcular o valor da energia a ser vendida, é necessário visualizar se este preço é competitivo dentro do mesmo baseado na tabela de tarifas pagas. O ambiente de contratação deste projeto é a do ACL, ou seja, há a possibilidade de vender diretamente ao consumidor livre.

Tratando-se de um aterro em Canoas, RS, foi pega a tabela de tarifas do grupo A da CEEE-D (companhia de energia elétrica estadual de distribuição), a tabela encontra-se no apêndice A, Tabela 30. A diferença entre as bandeiras tarifárias é:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Já a modalidade tarifária, segundo a CELESC classifica-se como:

- **Modalidade tarifária convencional:** estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica (kWh) e/ou de demanda de potência (kW) independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.
  - **Modalidade tarifária horo-sazonal:** estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia(a) e dos períodos do ano(a):
  - **Modalidade tarifária horo-sazonal verde:** é aplicada uma única tarifa de demanda (kW) e as tarifas de consumo (kWh) variam conforme o horário do dia e o período do ano. Modalidade tarifária horo-sazonal azul: as tarifas de demanda (kW) variam de acordo com as horas de utilização do dia e as tarifas de consumo (kWh) variam conforme o horário do dia e o período do ano.
1. **Horário de Ponta (p):** Período definido pela Celesc Distribuição e composto por até 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de Carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, Finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico. A Celesc Distribuição adota como Horário de Ponta o período compreendido entre 18h30 e 21h30.
  2. **Horário Fora de Ponta (fp):** Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.
  3. **Período Úmido (U):** Período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.
  4. **Período Seco (S):** Período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Como o valor está disposto em R\$/kWh, adota-se o mesmo procedimento para os valores já calculados no projeto (Tabela 29).

Tabela 29 – Resumo do preço do kWh.

Cenário	1 (500 kW)	2 (500 kW + aporte GN)
Orçamento com projeto de créditos de carbono e TUSD	R\$ 0,20760/MWh	R\$ 0,21556/MWh
Orçamento sem projeto de créditos de carbono e TUSD	R\$ 0,18212/MWh	R\$ 0,18432/MWh
Orçamento considerando VPL>0	R\$ 0,28560/MWh	R\$ 0,29832/MWh

Fonte: Autor.

Somente os consumidores do grupo A possuem esta diferenciação em relação aos horários. A Tabela 30 do Apêndice A, mostra os valores das tarifas pagas aos consumidores do grupo A e a partir destes valores é possível comparar com os valores do projeto.

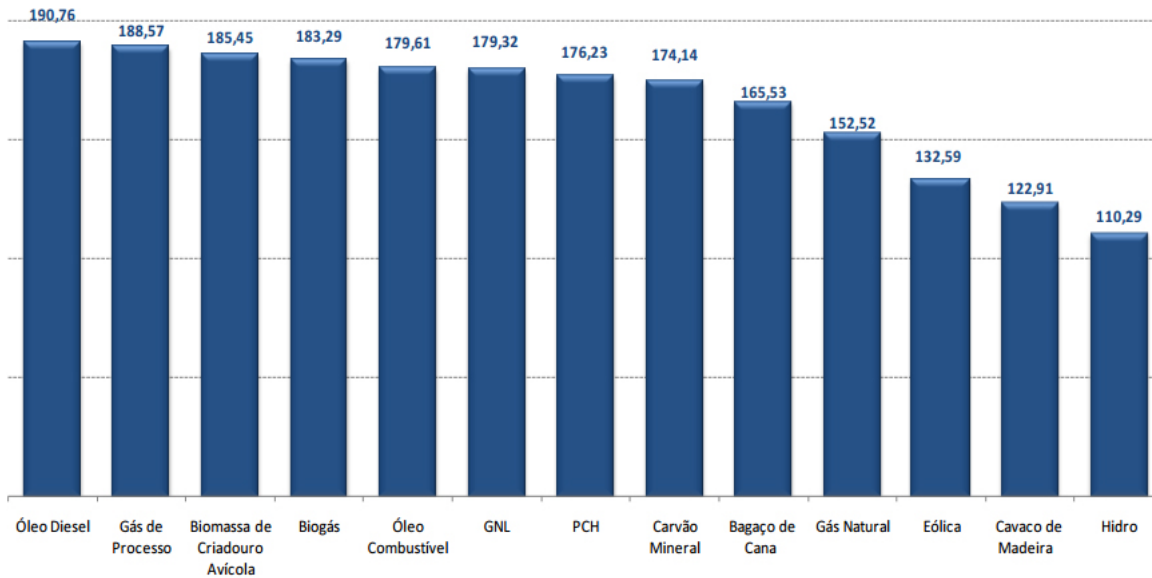
Analisando primeiramente o cenário com VPL>0, nota-se que nenhum dos valores se enquadra fora da ponta para nenhum dos subgrupos e na ponta somente em alguns grupos em algumas bandeiras, ou seja, tratando-se do grupo A seria muito difícil o consumidor comprar este tipo de geração.

Analisando o orçamento com projeto de créditos de carbono e TUSD, nota-se que este também não alcança a maioria dos valores fora da ponta, no entanto, enquadra-se em vários da ponta, tornando-se um pouco mais atrativo. Já o último caso, do orçamento sem projeto de créditos de carbono e TUSD, o mesmo enquadra-se em todas tarifas de ponta e na maioria fora dela, tornando-se o mais atrativo para venda no mercado, no entanto, como já discutido, é um cenário que tem baixa atratividade por parte de investidores já que possui um VPL bem inferior a zero.

Resumidamente, o projeto poderia ser uma fonte adequada de geração para os horários de ponta, onde a energia é mais cara para os consumidores livres.

É interessante fazer a comparação do resultado encontrado com os leilões realizados para este tipo de fonte. No Gráfico da Figura 17, a média de venda do biogás fica em R\$183,29/MWh, abaixo dos valores encontrados, principalmente do caso para o VPL>0, mas estes valores são para leilões, e o caso estudado comercializa dentro do mercado livre de negociação.

Figura 17 – Preço Médio de Venda por fonte (R\$/MWh).



Fonte: CCEE (2012).

## 5.5 ATRIBUIÇÕES DA GD

Esta seção tem o intuito de mostrar quais outros valores da geração distribuída poderiam ser agregados para incentivar este tipo de investimento.

### 5.5.1 Tarifa *Net Metering*

Apesar de não ser uma característica específica da GD, esta tarifa é utilizada basicamente por fontes de energia alternativa. Visualizando o gráfico da Figura 16, percebe-se que a geração de energia elétrica através do biogás de aterro, possui um pico e depois decresce, como o projeto proposto é para 10 anos, foi estabelecido uma potência de 500 kW, no entanto, boa parte deste período o aterro tem a capacidade de gerar mais de 500 kW. Neste ponto entra a *Net Metering*, como descrito no Capítulo 3 este tipo de tarifa beneficia os produtores com este tipo de geração, já que consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bi-direcionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

Assim, durante boa parte do período do projeto, onde a geração é maior que o estipulado, este excesso poderia ser vendido agregando grande valor ao investimento.

### 5.5.2 ACL x ACR

Na minigeração distribuída, o empreendimento têm duas opções de comercialização com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no mercado regulado (ACR) ou no mercado livre (ACL).

No ACR comercializa-se a energia elétrica utilizada pelas companhias distribuidoras para atender a seus respectivos consumidores cativos. A venda de energia passou a ser realizada por licitações, que consiste em leilões com contratos de longo prazo com duração de 15 a 35 anos e entrega a partir de 3 ou 5 anos, visando direcionar os contratos de energia por empresas prestadoras de serviços públicos. Esse sistema tem desenvolvido um crescimento para empreendimentos de geração de energia de fontes renováveis. No ACL comercializa-se a energia elétrica para atender aos consumidores livres, por intermédio de contratos bilaterais livremente negociados (BARBOSA, 2013).

Para empreendimento do tipo estudado, opta-se pelo mercado livre, que segundo a CCEE, os geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento.

O tipo de contrato para este empreendimento é o Contrato de compra de energia incentivada (CCEI). O CCEI tem como objeto a compra e venda de energia elétrica entre agentes de geração de energia elétrica a partir de fontes incentivadas e comercializadores ou consumidores especiais.

### 5.5.3 Conclusões parciais

A geração de energia elétrica dentro de aterros é cara. Os investimentos feitos são dispendiosos, agregando bastante valor ao financiamento, a comercialização de créditos de carbono já não é mais lucrativa, tornando o projeto mais caro que o retorno. Apesar de todas essas atribuições a geração distribuída proporciona vários incentivos, a maioria são benefícios mais burocráticos, o que agilizam muito o processo de acesso ao sistema de distribuição.

Há três fatores da GD que auxiliam muito o pequeno produtor, é o desconto de 100% no TUSD, é a possibilidade de comercialização no mercado livre (ACL) e a possibilidade de adotar um novo tipo de tarifa que casa muito bem com a geração de energia elétrica em aterros, que é a tarifa *Net Metering*.



## 6 CONCLUSÕES

A matriz energética brasileira é composta substancialmente pela geração hídrica, apenas 9% da geração é representada pela biomassa e menos de 1% pelo biogás. Com a homologação da Política Nacional de Resíduos Sólidos, o número de aterros cresceu exponencialmente, já que com a mesma ocorre a obrigatoriedade da disposição final correta do lixo. Esta política impulsionou a construção deste trabalho, que mostrou que a necessidade da obtenção de uma maior variedade de gerações é essencial ao equilíbrio do sistema.

O biogás é potencialmente inferior ao gás natural, no entanto, tratando-se de aterros ele é gerado através da biodegradação dos resíduos ali depositados, ou seja, ele é consequência de uma necessidade que se tem de depositar o lixo em aterros. Este gás estando ali, é necessário fazer algo com ele, e a maneira que este trabalho explorou foi a da geração de energia elétrica através da utilização do biogás como combustível para motogeradores e também a exploração do sistema de cogeração, que além de gerar energia elétrica mostra-se efetivo no abatimento do lixiviado, gerando mais receita ao investimento.

Foi abordado como a geração distribuída pode contribuir com este tipo de geração, mas não somente com este tipo, com todos os tipos de energia alternativa. A intenção foi de mostrar o impacto que a geração pode trazer ao sistema, como mencionado, necessitamos agregar todos os tipos de geração, por mais dispendiosas que elas sejam. No Capítulo 4, descreveu-se os diversos impactos técnicos que a GD causa ao sistema, assim como as vantagens e desvantagens da mesma foram relatados, onde mostrou-se que este tipo de geração pode melhorar os níveis de tensão perto do alimentador, pode postergar investimentos em linhas de transmissão e subestações, aumenta a confiabilidade do sistema já que é ligada em paralelo ao mesmo e a minimização de perdas no sistema já que é conectada perto da carga. No entanto, também deve-se tomar cuidado com a inserção deste tipo de energia na rede já que alguns tipos de energia podem gerar distúrbios harmônicos.

Analisando o mercado e o setor elétrico, mostrou-se que a geração distribuída, mais especificamente a minigeração distribuída é ainda pouco procurada. Mesmo com os diversos incentivos apresentados pelo setor, como a diminuição na burocracia, a diminuição de certas exigências, o abatimento de tarifas e a possibilidade de negociação no mercado livre, ainda tem pouca procura. Enquanto as distribuidoras culpam as chamadas públicas alegando a falta de incentivos concretos, os pequenos distribuidores se sentem

prejudicados com a falta de novas opções tarifárias e novos modelos de mercado.

A implementação de novos modelos de tarifas como a *Net Metering* que visa não prejudicar o pequeno produtor, como ele apenas deverá pagar o que deixou de produzir, mas quando produzir a mais será pago por isso, e a alteração na legislação que permita a contratação de GD conectadas nas redes de outras distribuidoras, não se limitando à área de concessão da distribuidora na qual a GD esteja conectada são apenas duas das possíveis melhorias a serem feitas pelo setor elétrico. A padronização de exigências técnicas pela ANEEL é algo muito requisitado pelos pequenos produtores também, dado que as concessionárias se aproveitam para estipular suas próprias exigências.

Por último foi realizado um estudo de caso do aproveitamento econômico de aterros na Fazenda Guajuviras em Canoas. Através da análise de um projeto antigo, com atualizações e melhorias, destaca-se que o valor necessário para tornar o investimento viável é muito elevado, passando de R280,00/MWh, ou seja, um valor somente competitivo dentro do mercado livre com a negociação entre os consumidores livres e dentro do horário de ponta onde o valor da energia é mais caro. Fatores como a depreciação não foram contabilizados, o que traria ainda mais custos ao projeto, tornando-o ainda menos atrativo. A redução drástica no valor do crédito de carbono contribuiu muito para o aumento no valor da energia vendida.

Há poucas instalações no Brasil que geram energia elétrica através de aterro, justamente porque na maioria das vezes não é economicamente atrativo realizar um investimento destes. Talvez com o crescimento de aterros devido a PNRS a procura por este tipo de energia cresça.

## 6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Uma análise mais detalhada deve ser feita neste tipo de geração. Sendo um tipo de geração pouco explorada encontrou-se muita dificuldade na realização deste trabalho. A utilização dos tópicos de GD para exploração de outros tipos de energia também deve ser avaliada.



## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Nota Técnica Número 0043/2010-SRD*. 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa Número 482*. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *BIG-Banco de Informações ANEEL*. 2014.
- ALCANTARA, P. *Avaliação da influência da composição de resíduos sólidos urbanos no comportamento de aterros simulados*. Tese (Doutorado) — Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, 2007.
- AMBIENTE BRASIL. Disponível em: <http://www.ambientebrasil.com.br>. Acesso em 20 de abril de 2009, v. 5, 2009.
- AMBIENTE, M. *Créditos de carbono*. 2011. Disponível em: <http://www.revistameioambiente.com.br/2008/03/28/creditos-de-carbono>. 36
- BARBOSA, W. P. *Geração distribuída: vantagens e desvantagens*. 2013. 83
- BORBA, S. M. P. *Análise de modelos de geração de gases em aterros sanitários: estudo de caso*. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2006. 28
- BOVE, R.; LUNGHI, P. *Electric power generation from landfill gas using traditional and innovative technologies*. Elsevier, v. 47, n. 11, p. 1391–1401, 2006. 35
- BRASIL. *Lei 10.438 de 26 de abril. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica*. 2002. 42, 43
- BUENO, J. *A Matriz Energética Brasileira: Situação Atual e Perspectivas*. 2013. 21
- CAIXA, E. F. *Calculadora para sistema SAC*. 2014.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). *Manual de Capacitação sobre Mudanças Climáticas e projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo*. 2010.
- CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA (CENBIO). *Projeto Instalação e Testes de uma Unidade de Demonstração de Geração de Energia Elétrica a partir de Biogás de Tratamento de Esgoto. ENERGI-BIOG. Relatório Técnico Final*, 2005.

- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL (CETESB). *Inventário Nacional de emissões de Metano pelo Manejo de Resíduos*. 2005. Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br>>
- COMPROMISSO EMPRESARIAL PARA RECICLAGEM (CEMPRE). *Política Nacional de Resíduos Sólidos - Agora é lei*. 2014. Disponível em: <[http://www.cempre.org.br/download/pnrs\\_002.pdf](http://www.cempre.org.br/download/pnrs_002.pdf)>.
- CUSTÓDIO, R. dos S. *Energia eólica para produção de energia elétrica*. [S.l.]: Eletrobrás, 2007. 57
- DRIEMEIER, L. H. Geração distribuída. 2009.
- EARTH, G. *Aterro Guajuviras*. 2010. Disponível em: <<http://www.mafiadolixo.com/2012>>.
- ENSINAS, A. V. *Estudo da geração de biogás no aterro sanitário Delta em Campinas-SP*. 2003. 28
- FIGUEIREDO, N. J. V. *Utilização do biogás de aterro sanitário para geração de energia elétrica e iluminação a gás-estudo de caso*. v. 89, 2007.
- GANDELINI, L. *Localização de aterros sanitários e lixões no Estado de São Paulo, considerando padrões ambientais distintos: uma aplicação de modelos matemáticos de otimização*. Piracicaba, 2002. 2002.
- GEWALD, D. et al. *Waste heat recovery from a landfill gas-fired power plant*. Elsevier, v. 16, n. 4, p. 1779–1789, 2012. 35
- HAMILTON, S. *Microturbine Generator Handbook*. [S.l.]: PennWell Books, 2003. 33
- HAO, X.; YANG, H.; ZHANG, G. *Trigeneration: A new way for landfill gas utilization and its feasibility in Hong Kong*. Elsevier, v. 36, n. 10, p. 3662–3673, 2008. 35
- IBGE. *Pesquisa nacional de saneamento básico*. [S.l.]: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2008.
- ICLEI. *Manual para aproveitamento do biogás: volume um, aterros sanitários*. [S.l.]: Escritório de projetos no Brasil, São Paulo, 2009. 31
- INSTITUTO AGIR SUSTENTÁVEL. *Diagrama com as alternativas de aproveitamento do biogás*. 2000.
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Plano Nacional de Resíduos Sólidos*. 2013. Disponível em: <<http://www.sinir.gov.br/web/guest/plano-nacional-de-residuos-solidos>>.
- MONTEIRO, C. *Microturbinas. Produção e Transporte de Energia II*. 2004. Disponível em: <[http://paginas.fe.up.pt/~fmb/PTE2/Apontamentos%20PTE2/PTE2\\_Microturbinas.pdf](http://paginas.fe.up.pt/~fmb/PTE2/Apontamentos%20PTE2/PTE2_Microturbinas.pdf)>
- MUYLAERT, M. S. et al. *Consumo de energia e aquecimento do planeta: análise do mecanismo de desenvolvimento limpo-MDL, do Protocolo de Quioto: estudos de caso*. [S.l.]: COPPE/UFRJ, 2000. 29

- PAULO SMITH SCHNEIDER. *Rede de pesquisa em conversão energética de biogás no Parque Canoas de Inovação*. [S.l.], 2013.
- PECORA, V. et al. *Potencial de geração de energia elétrica e iluminação a gás por meio do aproveitamento de biogás proveniente de aterro sanitário*. v. 6, p. 2009, 2008. 36
- PEREIRA, J. *Motores e Geradores—Princípio de funcionamento, instalação e manutenção de grupos diesel geradores, 2006*. 2006. 31
- PNUD. *Estudo sobre o Potencial de Geração de Energia a partir de Resíduos de Saneamento (lixo, esgoto), visando incrementar o uso de biogás como fonte alternativa de energia renovável. Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Produto 6 - Resumo Executivo, 2010*. 64
- PRODIST M.3. Módulo 3 (prodist). *Acesso ao Sistema de Distribuição, Brasil, 2008*. 46, 47
- PRODIST M.5. Módulo 5 (prodist). *Sistemas de Medição, Brasil, 2008*.
- PROINFA, M. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. 2010. 22
- SCHIEL, D. 2008. Disponível em: <[http://educar.sc.usp.br/licenciatura/2003/ee/Efeito\\_estufa.html](http://educar.sc.usp.br/licenciatura/2003/ee/Efeito_estufa.html)>. 28
- SMMA. *Relatório Técnico e Fotográfico Bimestral de Monitoramento do Aterro de Guajuviras*. [S.l.], 2013. 60
- THOMAZONI, A. *Análise de aproveitamento energético em aterro sanitário baseada em cenários de geração de efluentes*. Dissertação (Mestrado) — UFRGS, 2014. 35, 61
- WILLUMSEN, H. C. Energy recovery from landfill gas in denmark and worldwide. In: *Międzynarodowego Seminarium-International Workshop for Utilization of Landfill Gas for Energy Production. Kaunas, Lithuania*. [S.l.: s.n.], 2001. 29



## APÊNDICE A – Tabela de tarifas - GRUPO A

Tabela 30 – Tabela de tarifas - Grupo A.

SubGrupo	Modalidade Tarifária	Encargo	Unidade	Bandeira Verde - BVD (TUSD + TE)	Bandeira Amarela - BAM (TUSD + TE)	Bandeira Vermelha - BVM (TUSD + TE)
A1	AZUL	Demanda Ponta	kW	1,37	1,37	1,37
		Demanda Fora Ponta	kW	1,47	1,47	1,47
		Energia Ponta	kWh	0,27385	0,28885	0,30385
		Energia Fora Ponta	kWh	0,17026	0,18526	0,20026
A2	AZUL	Demanda Ponta	kW	5,13	5,13	5,13
		Demanda Fora Ponta	kW	2,71	2,71	2,71
		Energia Ponta	kWh	0,27811	0,29311	0,30811
		Energia Fora Ponta	kWh	0,17452	0,18952	0,20452
A3	AZUL	Demanda Ponta	kW	6,76	6,76	6,76
		Demanda Fora Ponta	kW	2,21	2,21	2,21
		Energia Ponta	kWh	0,27686	0,29186	0,30686
		Energia Fora Ponta	kWh	0,17327	0,18827	0,20327
A4	AZUL	Demanda Ponta	kW	22,06	22,06	22,06
		Demanda Fora Ponta	kW	7,21	7,21	7,21
		Energia Ponta	kWh	0,28425	0,29925	0,31425
		Energia Fora Ponta	kWh	0,18066	0,19566	0,21066
	VERDE	Demanda	kW	7,21	7,21	7,21
		Energia Ponta	kWh	0,82104	0,83604	0,85104
	CONVENCIONAL	Demanda	kW	23,10	23,10	23,10
		Energia	kWh	0,18929	0,20429	0,21929
AS	AZUL	Demanda Ponta	kW	27,14	27,14	27,14
		Demanda Fora Ponta	kW	12,97	12,97	12,97
		Energia Ponta	kWh	0,30545	0,32045	0,33545
		Energia Fora Ponta	kWh	0,20186	0,21686	0,23186
	VERDE	Demanda	kW	12,94	12,94	12,94
		Energia Ponta	kWh	0,97230	0,98730	1,00230
		Energia Fora Ponta	kWh	0,20186	0,21686	0,23186
	CONVENCIONAL	Demanda	kW	32,68	32,68	32,68
		Energia	kWh	0,21049	0,22549	0,24049

Fonte: CEEE-D (2014).



## APÊNDICE B – Fluxo de caixa para o VPL

Figura 18 – Fluxo VPL Cenário 1.

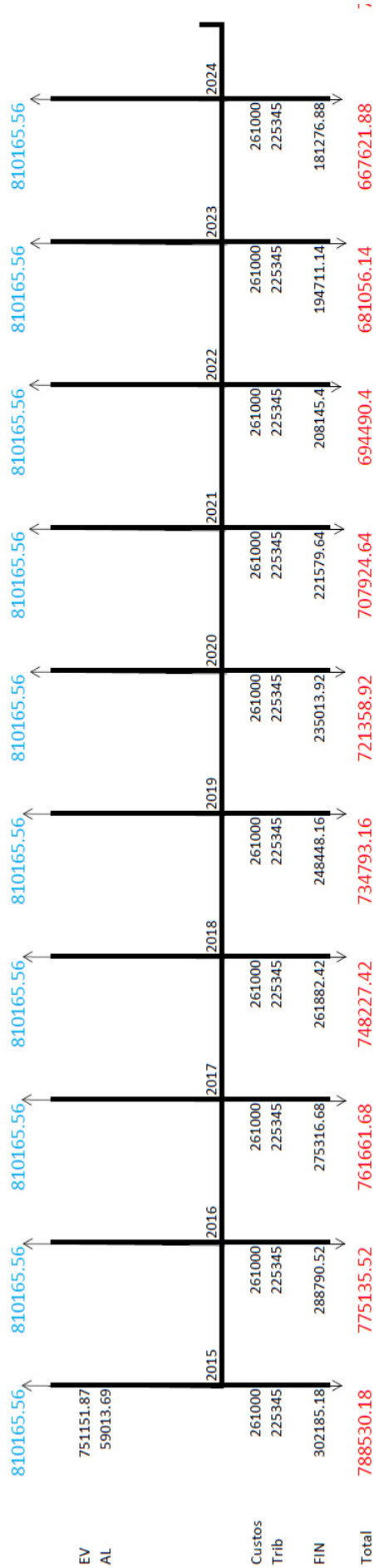




Figura 19 – Fluxo VPL Cenário 2.

