

ESTUDOS ASSOCIADOS AO PLANO DECENAL DE ENERGIA PDE 2008/2017

OFERTA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

*Elaboração de estudo sobre a aplicação dos sistemas de
geração de energia por RSU – Análise de viabilidade
econômica das alternativas de aproveitamento energético*



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro (Interino)

Nelson José Hubner Moreira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

ESTUDOS ASSOCIADOS AO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

PDE 2008/2017

OFERTA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Elaboração de estudo sobre a aplicação dos sistemas de geração de energia por RSU – Análise de viabilidade econômica das alternativas de aproveitamento energético



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Baptista Serva (Interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Gelson Baptista Serva

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Angela Oliveira da Costa
Luciano Basto Oliveira
Ricardo Gorini de Oliveira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DPG-RE-006/2008-r0

Data: 30 de janeiro de 2008

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL

epe Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato/Aditivo</i> MME - 002/2007	<i>Data de assinatura do contrato/Aditivo</i> 01.10.2007
<i>Área de Estudo</i> A	ESTUDOS ASSOCIADOS AO PLANO DECENAL DE ENERGIA	
<i>Estudo</i> A.2	OFERTA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS	
<i>Macro-atividade</i> A.2.9	Estudos sobre aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos	
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i> A.2.9.4	Elaboração de estudo sobre a aplicação dos sistemas de geração de energia por RSU – Análise de viabilidade econômica das alternativas de aproveitamento energético	
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	30.01.2008	Emissão original

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. DISTORÇÕES DE MERCADO: NECESSIDADE DE MECANISMOS DE SUPORTE À PROMOÇÃO DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	2
2.1. Mecanismos de Suporte para Promoção das Energias Renováveis.....	2
2.1.1. Remuneração por Alimentação da Rede – <i>Feed-in tariffs</i>	5
2.1.2. Sistema de Oferta – “Tender system”	5
2.1.3. Sistema de Cotas – Renewable portfolio standards – RPS	6
2.1.4. Comercialização de Certificados – Certificates trading model	7
2.2. Remuneração por Alimentação da Rede X Sistema de Cotas.....	7
3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA: FONTES INCENTIVADAS E CONSUMIDORES ESPECIAIS	13
3.1. A evolução dos mecanismos de incentivo às fontes alternativas de energia .	15
3.2. Modalidades de comercialização de energia proveniente de fontes alternativas.....	18
3.2.1. Contratação através do PROINFA	19
3.2.2. Comercialização no Ambiente de Contratação Regulada.....	20
3.2.3. Comercialização no Ambiente de Contratação Livre	25
3.2.4. A Resolução Normativa ANEEL n.º 247/2006.....	26
3.2.5. O atual marco regulatório e as fontes alternativas renováveis	28
4. INCENTIVOS AO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO LIXO.....	29
5. ANÁLISE DO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO APLICADO A TECNOLOGIAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS - RSU	35
5.1. A isenção de Tarifas por Uso de Sistema de Transmissão e de Distribuição. .	36
5.2. Eficiência Energética.....	37
6. ANÁLISE DE VIABILIDADE DAS TECNOLOGIAS.....	41
6.1. DIGESTÃO ANAERÓBICA:	42
6.1.1. ALTERNATIVA 1:	43
6.1.2. ALTERNATIVA 2:	46
6.1.3. ALTERNATIVA 3:	47
6.1.4. ALTERNATIVA 4:	48
6.1.5. ALTERNATIVA 5:	49

6.1.6. ALTERNATIVA 6:	51
6.2. CICLO COMBINADO COM GÁS NATURAL:	52
6.2.1. ALTERNATIVA 1:	53
6.2.2. ALTERNATIVA 2:	56
6.2.3. ALTERNATIVA 3:	57
6.2.4. ALTERNATIVA 4:	59
6.2.5. ALTERNATIVA 5:	60
6.2.6. ALTERNATIVA 6:	61
6.3. CICLO COMBINADO COM BIOGÁS DE ATERRO:	62
6.3.1. ALTERNATIVA 1:	63
6.3.2. ALTERNATIVA 2:	65
6.3.3. ALTERNATIVA 3:	66
6.3.4. ALTERNATIVA 4:	67
6.3.5. ALTERNATIVA 5:	69
6.3.6. ALTERNATIVA 6:	70
6.4. CICLO COMBINADO COM BIOGÁS DE DIGESTÃO ANAERÓBICA:	72
6.4.1. ALTERNATIVA 1:	73
6.4.2. ALTERNATIVA 2:	76
6.4.3. ALTERNATIVA 3:	77
6.4.4. ALTERNATIVA 4:	79
6.4.5. ALTERNATIVA 5:	80
6.4.6. ALTERNATIVA 6:	81
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	84
8. BIBLIOGRAFIA.....	87

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Valor Econômico e Piso definido para as fontes do PROINFA.</i>	19
<i>Tabela 2 – Energia contratada através do PROINFA.</i>	20
<i>Tabela 3 – Participação das fontes alternativas no 1º Leilão de Energia Nova</i>	22
<i>Tabela 4 – Participação das fontes alternativas no 2º Leilão de Energia Nova.</i>	22
<i>Tabela 5 – Empreendimentos habilitados para o 1º Leilão de Fontes Alternativas.</i>	23
<i>Tabela 6 – Empreendimentos pré-qualificados para o 1º Leilão de Fontes Alternativas.</i>	23
<i>Tabela 7 – Resultado do 1º Leilão de Fontes Alternativas.</i>	24
<i>Tabela 8 – Empreendimentos inscritos para os Leilões A-3 e A-5 de 2007.</i>	25
<i>Tabela 9 – Evolução do Mercado Livre de Energia.</i>	26
<i>Tabela 10 – Reciclagem com Coleta Seletiva e Destino Final dos Resíduos Sólidos nos Países – 1998</i>	30
<i>Tabela 11 – Principais Aplicações de Instrumentos Econômicos para Resíduos Sólidos</i>	31
<i>Tabela 12 – Mecanismos de Comando e Controle na Gestão de Resíduos Sólidos</i>	33
<i>Tabela 13 – Potencial de Conservação de Energia Elétrica através da Reciclagem de Embalagens por tonelada de lixo</i>	38
<i>Tabela 14 – Potencial de Conservação de Energia Elétrica através da Reciclagem de Embalagens.</i>	40
<i>Tabela 15 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 1</i>	45
<i>Tabela 16 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 2</i>	46
<i>Tabela 17 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 3:</i>	47
<i>Tabela 18 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 4:</i>	49
<i>Tabela 19 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 5:</i>	50
<i>Tabela 20 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 6:</i>	51
<i>Tabela 21 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 1</i>	55
<i>Tabela 22 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 2</i>	56
<i>Tabela 23 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 3:</i>	58
<i>Tabela 24 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 4:</i>	59
<i>Tabela 25 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 5:</i>	60
<i>Tabela 26 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 6:</i>	61
<i>Tabela 27 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 1</i>	64
<i>Tabela 28 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 2</i>	65
<i>Tabela 29 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 3:</i>	66
<i>Tabela 30 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 4:</i>	68
<i>Tabela 31 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 5:</i>	69
<i>Tabela 32 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 6:</i>	70
<i>Tabela 33 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 1</i>	75
<i>Tabela 34 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 2</i>	76
<i>Tabela 35 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 3:</i>	78
<i>Tabela 36 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 4:</i>	79

<i>Tabela 37 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 5:</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 38 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 6:</i>	<i>81</i>
<i>Tabela 39 – Análise de Sensibilidade dos dados de entrada (R\$/MWh)</i>	<i>82</i>
<i>Tabela 40 – Síntese dos Resultados da TEQ (R\$/MWh)</i>	<i>85</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Contratação de Energia no Modelo Atual.</i>	14
<i>Figura 2 – Possibilidades para a comercialização de energia de fontes alternativas.</i>	18
<i>Figura 3 – Energia de fontes alternativas negociadas nos leilões de energia.</i>	24

ÍNDICE DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCD	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CDE	Conta de Desenvolvimento Econômico
CDR	Combustível Derivado de Resíduo
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EE	Energia Economizada
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GWh	Gigawatt/Hora
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt/Hora
MW	Megawatt

MWh	Megawatt/Hora
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONG	Organização Não Governamental
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PNE	Plano Nacional de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura
RDP	Redução de Demanda na Ponta
RPS	Renewable Portfolio Standards
RSU	Resíduo Sólido Urbano
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Terawatt/Hora

1. Introdução

O objetivo deste relatório consiste em analisar a viabilidade econômica das tecnologias de aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos *latu sensu*. Para tanto, o presente trabalho utiliza dados levantados pelos relatórios anteriores, quanto às tecnologias em funcionamento no mundo e à composição típica dos RSU no Brasil, além de apresentar o marco regulatório aplicável ao tema.

Em função do desenvolvimento de pesquisas de campo, padronizadas e acuradas, sobre a composição dos RSU em cada capital estadual brasileira e em outros grandes centros urbanos, bem como das tendências estimadas para os próximos anos, como proposto no relatório anterior, poderá se optar pelas alternativas de aproveitamento energético elencadas neste relatório, no qual são calculados os custos de geração elétrica e a remuneração mínima para tornar estes empreendimentos economicamente atrativos.

Como as fontes renováveis de energia competem entre si no mercado mundial das tecnologias convencionais de conversão de energia, no qual não são refletidos todos os custos externos no preço final, o fomento ao seu aproveitamento requer que as questões dos incentivos sejam discutidas de forma mais ampla e detalhada para permitir que se aprofunde o estudo “*visando a avaliar quais os reflexos - a montante e a jusante - da expansão das fontes renováveis*” (Guerra, 2002). Com essa preocupação, a Comissão Européia orienta ser “preciso evitar que a procura de rentabilidade imediata do investimento em um mercado aberto se faça em detrimento do investimento em setores de utilização intensiva em capital ou cuja rentabilidade não é necessariamente assegurada a curto prazo, como é o caso das energias renováveis” (CE, 2001).

O item 2 apresenta uma análise sobre as distorções do mercado, o que cria a necessidade de mecanismos de suporte à promoção de aproveitamento e resíduos sólidos, inclusive com a descrição de alguns destes. Para o caso nacional, o item 3 apresenta o suporte institucional de promoção das energias renováveis, enquanto o item 4 mostra os incentivos, com alguns dados mundiais, relativos ao aproveitamento energético do lixo. No item 5 é realizada uma análise do marco regulatório brasileiro aplicado a tecnologias de renováveis de aproveitamento energético. No item 6 são apresentadas simulações das tarifas de equilíbrio de algumas tecnologias analisadas, considerando receitas complementares diversas. Finalmente, o item 7 reúne algumas considerações finais sobre o tema proposto.

2. Distorções de Mercado: Necessidade de Mecanismos de Suporte à Promoção do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos

As externalidades das tecnologias para aproveitamento das fontes renováveis de energia, além de maiores que as das tecnologias para aproveitamento das fontes tradicionais, não têm sido assimiladas pelo mercado.

A opção escolhida pela União Européia, para as distorções presentes no mercado liberalizado frente à entrada das tecnologias renováveis, foi a aplicação de instrumentos normativos e institucionais que viabilizem espaço cativo para as tecnologias renováveis, o que acarretará em seu desenvolvimento. Com isso, a Comissão Européia sinaliza que as energias renováveis oferecem um considerável potencial a ser incorporado à matriz energética do continente, como forma de reforçar a segurança de seu abastecimento energético. Ademais, explicita que o desenvolvimento da sua utilização depende de efetivos esforços políticos e intervenções econômicas. A Comissão entende que *"a médio prazo, as energias renováveis são a única fonte de energia sobre a qual a União Européia dispõe de certa margem de manobra para aumentar a oferta nas atuais circunstâncias"* (CO, p. 43, 2001).

2.1. Mecanismos de Suporte para Promoção das Energias Renováveis

Com vistas a expandir a participação das tecnologias de energias renováveis no mercado mundial de produção de eletricidade, e com base em suas particularidades, muitos países vêm apresentando instrumentos alternativos que conduzem às reformas implementadas em seu setor elétrico, como é o caso do Brasil.

O enfoque destes instrumentos é a ampliação da participação das energias renováveis dentro do volume de eletricidade ofertado no mercado de energia elétrica, podendo ser classificados em dois tipos: os denominados **instrumentos legislativos** e os **não legislativos**. Os instrumentos legislativos representam intervenções diretas dos representantes do poder público, enquanto os instrumentos não legislativos são promovidos por qualquer outro ator interessado no tema.

Dentro das intervenções não legislativas, podem ser incluídas as ações de comercialização da chamada **'energia verde'** gerada pelos agentes de mercado, por exemplo, através do incentivo à conversão de plantas convencionais de geração por unidades ambientalmente amigáveis. Nestes arranjos, as empresas oferecem energia elétrica a partir de fontes renováveis e em troca

recebem uma bonificação embutida na denominada 'tarifa verde', esta paga voluntariamente pelo consumidor que fez opção por este tipo de fornecimento (Espey, 2001). Os agentes de mercado também podem definir metas de alavancagem das tecnologias renováveis e adotá-las como sendo obrigatórias.

Existem ainda inúmeras medidas de apoio não financeiro promovidas por agentes representantes do Estado, setor produtivo, organizações não governamentais, entre outras, que podem contribuir para o alcance dos objetivos traçados nas políticas de incentivo às fontes renováveis. Tais medidas têm caráter predominantemente informativo e administrativo, incluindo ações de assessoramento aos investidores, mapeamento dos recursos existentes, promoção de campanhas publicitárias para divulgação das tecnologias e seus benefícios, bem como o aprimoramento dos processos administrativos de avaliação e aprovação de projeto (Enzenberger, 2002).

Os instrumentos legislativos de incentivos estão concentrados nas ações sobre a demanda e nos instrumentos de controle (**instrumentos regulatórios ou de comando e controle**), além dos instrumentos com base no mercado (**instrumentos econômicos**). Os instrumentos de comando e controle condicionam a atuação dos agentes de mercado através de leis e normas, objetivando enquadrar as ações dos mesmos aos padrões socioeconômicos e ambientais definidos pela sociedade através de seu representante legal: o Estado.

A adoção de limites nos volumes anuais de emissões de CO₂ – ou outros gases intensificadores do efeito estufa¹, assim como a adoção de regras mais firmes – seja no que concerne às especificações e funcionamento das plantas de geração, em alguns lugares do mundo, ou até na adoção de programas de interrupção gradual do funcionamento das unidades eletronucleares, exemplificam, muito significativamente, o uso dos instrumentos de controle adotado no setor energético ao redor do mundo.

Já a adoção de instrumentos econômicos visa interferir diretamente na estrutura de funcionamento do sistema econômico, impondo normas aos agentes de mercado orientadas à obtenção de resultados previamente pautados, os quais são tomados como ideais ao ordenamento saudável da atividade econômica. Os instrumentos econômicos são utilizados de diversas formas, por exemplo, através da introdução de impostos, ou de outras taxas, bem como pela concessão de algum tipo de suporte financeiro.

¹ Devido às conseqüências das emissões de gases responsáveis pelo Efeito Estufa serem globais, o Protocolo de Kyoto, que entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005, permite a mitigação das emissões fora das fronteiras dos países cujas metas estão estabelecidas. Isto representa a criação de um mercado de certificados de emissões evitadas, que serve como instrumento econômico para incentivar a “energia verde” nos países sem metas ambientais a cumprir.

Dentro dos instrumentos de política de promoção das tecnologias renováveis de produção de energia, os econômicos têm se mostrado os mais importantes, e estão divididos entre os orientados à promoção do aumento da oferta pela **regulação de preço** ou pela **adoção de cotas**.

O pressuposto básico para a determinação das diferenças entre estes mecanismos reside na forma que tais instrumentos influenciam, modificando ou até mesmo eliminando certos comportamentos de mercado. Os instrumentos de regulação de preços atuam no mercado estabelecendo tarifas de compra de energia 'verde' às concessionárias ou pela absorção dos custos de produção. Exemplos típicos de intervenção por regulação de preço são os mecanismos de **remuneração por alimentação da rede** - *feed-in tariffs*, **investimentos subsidiados** e adoção de determinadas **vantagens tributárias**. Uma característica básica dos mecanismos de remuneração por alimentação da rede é o fato de que o incremento de novas unidades de produção, bem como o volume de energia 'verde' gerada, resulta do livre funcionamento do mercado e não pode ser previamente definido (Enzensberger, 2002).

No modelo de adoção de cotas é fixada uma determinada demanda de energia 'verde' e os agentes de mercado são obrigados a comprovar o cumprimento dos percentuais a eles determinados. Nestes modelos, o preço de mercado para a 'eletricidade verde' é uma variável sujeita aos mecanismos de mercado.

Os instrumentos de regulação de preços podem, por sua vez, ser agrupados em **incentivos a novos investimentos** e **incentivos à produção**. Os incentivos a novos investimentos contemplam os subsídios diretos, vantagens tributárias, depreciação acelerada, e podem contribuir fortemente para a materialização de um número significativo de novas plantas de geração. Vale ressaltar que uma forte concentração no aumento da capacidade instalada em energia renovável pode contribuir com a adoção de empreendimentos pouco eficientes. Por outro lado, os incentivos à produção visam o desenvolvimento de projetos reconhecidamente eficientes, indo ao encontro de uma maior produção de 'energia verde', face ao suporte de capital envolvido.

A seguir há uma breve descrição de alguns mecanismos de suporte para a promoção de energia renovável, que são: remuneração por alimentação da rede, sistema de oferta, sistema de cotas e comercialização de certificados.

2.1.1. Remuneração por Alimentação da Rede – *Feed-in tariffs*

A Remuneração por Alimentação da Rede – *Feed-in tariffs* – tem se tornado um dos instrumentos de maior utilização dentro dos esquemas de promoção das tecnologias renováveis, sendo o mesmo considerado o principal responsável pela rápida expansão dos aproveitamentos dos recursos renováveis na Europa, a exemplo da Espanha, Alemanha e Dinamarca.

A base deste mecanismo reside na obrigatoriedade da compra de energia produzida a partir de fontes renováveis. Nesse contexto as empresas concessionárias de energia se encontram obrigadas, por força de lei, a adquirir sob um preço determinado, a energia produzida pelas empresas de geração que fazem uso de fontes renováveis e disponibilizar esta energia ao consumidor final. A determinação do valor destas tarifas pode ser feita através de uma porcentagem da tarifa paga pelo setor residencial (antigo modelo Alemão definido na Lei de Alimentação de Rede – *German Electricity-Feed-Law*), como um valor absoluto definido em função dos custos de cada tecnologia (nova Lei Alemã de promoção das fontes Renováveis em vigor desde o ano de 2000 – *German Renewable-Energy-Act*) ou por intermédio dos custos de geração evitados pelo não uso de fontes convencionais (Enzensberger, 2002), (Welk, 2002) (Meyer, 2003).

2.1.2. Sistema de Oferta – “Tender system”

Este mecanismo, desenvolvido no Reino Unido, apresenta-se com uma versão modificada do modelo de Remuneração por Alimentação da Rede - *Feed-in tariff*. Neste, é feita uma licitação para projetos de fornecimento de energia, a partir de fontes renováveis, para contratos de longo prazo, na qual são determinadas cotas de participação de cada tecnologia. Os vencedores são selecionados a partir do planejamento apresentado para seus referidos custos e recebem a garantia de um preço fixo por kWh ofertado durante toda extensão do contrato. O preço de comercialização da energia, proveniente de cada tecnologia, é fixado tomando como referência os custos do último licitante selecionado (Meyer, 2003).

2.1.3. Sistema de Cotas – Renewable portfolio standards – RPS

Neste arranjo, uma determinada contribuição percentual de participação das tecnologias renováveis na produção de eletricidade é estabelecida pelos agentes do Governo, através de mecanismos legais. Estas condicionantes obrigam que as empresas distribuidoras de eletricidade, ou outro ator reconhecido na cadeia elétrica, se responsabilizem pelo alcance das metas estabelecidas.

Os produtores recebem um certificado denominado “verde” – *Green certificates*, correspondente à quantidade de eletricidade gerada a partir de recursos renováveis. Para garantir uma determinada flexibilidade ao Sistema de Cotas, de maneira a favorecer que os objetivos traçados sejam de fato atingidos, este arranjo pode vir combinado com um **sistema de comercialização de certificados** de eletricidade “verde” – *Certificates trading model*. Os créditos gerados por esses certificados devem refletir os benefícios ambientais promovidos pela “eletricidade verde” e, uma vez negociados, gerar uma renda adicional e comprovar o cumprimento da cota estabelecida.

Os agentes de mercado, uma vez que são forçados a cumprir uma cota determinada de energia renovável, podem optar pela construção de suas próprias plantas de geração e, daí, receberem seus certificados por energia produzida. Também podem comprar energia verde das plantas dos produtores independentes e adicionar essa energia aos seus certificados, ou comprar certificados sem que adquiram fisicamente a energia gerada. Desta maneira, estarão financiando a implementação de novas unidades de produção de energia renovável em outro lugar (Enzensberger, 2002), (Espey, 2001).

Como forma de não penalizar as empresas distribuidoras com elevados custos, é estabelecido um fundo que possibilite cobrir as diferenças entre o preço médio de produção e o preço estabelecido no contrato para cada tecnologia renovável. A formação desse fundo pode ter diversas origens: recursos da União, impostos sobre a energia, realinhamento de tarifas, entre outros (Welke, 2002).

Neste sistema se faz necessária a licitação dos projetos candidatos a suprirem as demandas estabelecidas nas cotas. O critério fundamental de seleção dos candidatos é o valor da unidade energética (kWh) gerada. “Dois processos são possíveis: ou são escolhidos todos os projetos que oferecem um preço abaixo de um certo patamar estabelecido, ou os ofertantes com melhores ofertas recebem um acréscimo de forma gradual, até que a quantidade máxima estabelecida pelo orçamento da rodada de licitação seja alcançada” (Welke, 2002). Já a remuneração da energia comercializada toma como referência o preço ofertado, ou um preço obtido pela média de todos os preços ofertados pelos investidores selecionados.

2.1.4. Comercialização de Certificados – Certificates trading model

O objetivo da comercialização de certificados de 'energia verde' é estabelecer condições de competitividade às tecnologias renováveis no mercado de energia elétrica. Os certificados verdes foram inicialmente introduzidos sob forma voluntária de adesão, permitindo que os produtores de 'eletricidade verde' fossem compensados pela diferença de tarifa entre a eletricidade convencional e a advinda de recursos renováveis. Este esquema está centrado nas escolhas voluntárias do consumidor, que opta por uma tarifa superior em troca da garantia de estar promovendo a geração 'limpa' de eletricidade.

Segundo Meyer (2003):

"Um dos problemas enfrentados quanto ao estabelecimento de um mercado de certificados verdes refere-se ao nível desigual de competição entre tecnologias renováveis que se encontram em diferentes fases de desenvolvimento. Se um mercado de livre competição entre diferentes tecnologias renováveis fosse criado hoje, a energia eólica provavelmente varreria as outras tecnologias do mercado. A energia solar não teria chance, enquanto a biomassa e os pequenos aproveitamentos hidroelétricos poderiam ser competitivos em casos específicos. Tal situação de mercado, no longo prazo, não pôde ser considerada ótima para a promoção do potencial de energia renovável. Uma possível solução é reservar o "mercado verde" para as tecnologias renováveis maduras e promover as outras tecnologias por uma cota dentro de um sistema de oferta" (Meyer, 2003).

A comercialização de certificados de energia verde dentro de um sistema de cotas faz com que os preços destes sofram significativas flutuações. Em momentos de falta de oferta de energia renovável os preços dos certificados alcançam níveis bem elevados, mas, por outro lado, estes preços caem em situação de excesso. O que se estabelece é uma grande incerteza quanto aos preços dos certificados, tornando os riscos presentes ainda maiores, o que, por consequência, afasta os investimentos nas tecnologias renováveis (Meyer, 2003).

2.2. Remuneração por Alimentação da Rede X Sistema de Cotas

Mais importante que a escolha de um sistema de suporte é o adequado projeto e monitoramento do mesmo no que se refere à funcionalidade, estabilidade e garantia de continuidade da política de apoio (Haas, 2004). Independente do arranjo que se adote para a promoção das energias renováveis, este deve considerar, em primeira ordem, o fato de que todos os mecanismos fazem parte de um extenso encadeamento regulatório no qual, segundo Hvelplund (2001), precisam ser considerados:

- **Seus objetivos** – Os objetivos devem ser descritos de forma a possibilitar o contínuo ajuste do processo dentro dos diversos parâmetros presentes no funcionamento do modelo. Nele devem estar explícitas as formas de materialização de custos e preços de maneira mais eficiente, uma vez que apenas a formação de um baixo preço para as energias renováveis não se traduz em um sistema sustentável. Também deve-se estar atento ao fato de que o “poder de mercado” pode permitir ao produtor a obtenção de lucros em excesso, o que requer proposições de ações que reorientem tais atuações. A eficiência tecnológica deve estar incluída, uma vez que a adoção de novas tecnologias de produção de energia pode carrear investimento, contribuindo, dessa forma, para o desenvolvimento. Um outro aspecto a ser considerado refere-se às análises de custo benefício no suporte aos processos de tomada de decisão.
- **Democracia no processo** – O estabelecimento de um processo democrático é demasiadamente importante na dinâmica de adoção das tecnologias renováveis de produção de energia, uma vez que representa a condição básica para o desenvolvimento de uma cultura referenciada no envolvimento e cumplicidade, com a concordância voluntária das inovações tecnológicas e estabelecimento de alternativas energéticas para uma determinada região. O processo democrático se sustenta na garantia do acesso à informação e aos recursos quando do desenvolvimento de uma determinada tecnologia. Nestes termos, cabe ao Estado a garantia de uma política de transparência de suas ações, bem como a alocação de recursos financeiros para grupos da sociedade civil organizada que apresentarem comprovado interesse, dentro de um certo espaço tecnológico.
- **Cenários Técnicos** – Os cenários tecnológicos devem estar descritos, contemplando suas restrições e alternativas, uma vez que é impossível estabelecer um debate democrático e transparente sem que estejam claros as limitantes e o leque de possibilidades técnicas pertinentes a uma determinada rota tecnológica. Além disso, nenhuma discussão sobre reformas institucionais disporá de efeito concreto enquanto não forem esclarecidas as relações entre as tecnologias e as diretrizes para o ordenamento dos cenários para o seu desenvolvimento.
- **Cenários Institucionais** – Devem ser configuradas as diversas alternativas institucionais como forma de promover o debate a respeito das variáveis financeiras, educacional, política, administrativa, de fomento à pesquisa, entre outras. Tal conhecimento é de alta relevância, uma vez que as reformas precisam abonar o desenvolvimento e implementação de um espectro específico dentro de um cenário técnico posto.

- **O processo político** – Todas as questões relativas ao processo político que envolve o desenvolvimento das metas traçadas no plano de adoção das tecnologias renováveis também devem ser descritas. As discussões inerentes às reformas políticas, que se orientam na disposição de um efetivo apoio às necessárias mudanças requeridas por um novo pensar tecnológico, também urgem por estar de forma clara no programa de trabalho proposto pelos entes gestores. Esta discussão ganha maior relevância nos momentos de escolha, desenvolvimento e implementação de novas tecnologias, uma vez que representam um determinado risco, no que se refere a inovações, para os atores que atuam no mercado, em especial as companhias já devidamente estabelecidas em seu fazer, dentro do campo em debate. Este é atualmente o caso vivenciado no mercado energético mundial, no qual nos deparamos com uma situação que impõe uma urgente tomada de decisão, que leve à adoção de novas rotas tecnológicas, inclusive aí seus riscos e quebra de paradigmas secularmente enraizados no setor energético. Neste cenário, as metas dos poderes legislativos e executivos devem orientar-se para uma explícita retração de parte do poder político e econômico das grandes companhias, que atuando em bloco agem em todos os campos da sociedade para manter a estrutura da matriz energética mundial em bases dependentes dos combustíveis fósseis.

Hvelplund (2001) em sua metodologia de abordagem considera também a importância do conhecimento de como atuam os grupos de **lobistas dependentes** e **não dependentes economicamente** das escolhas feitas pelo modelo de suporte adotado. Lobistas economicamente dependentes são considerados aqueles que têm interesses diretos, pessoais ou empresariais, em determinadas alternativas a serem adotadas. Estes contemplam normalmente as organizações ligadas às companhias de energia já estabelecidas no mercado. Já aos lobistas economicamente independentes não se credita um interesse pessoal, ou de organização, na busca de benefícios econômicos devido à escolha de uma ou a outra solução. Nestes estão incluídos as organizações populares, ONG's, entre outras.

Esta distinção analítica configura-se em um ponto de grande relevância quando da necessidade de quebra de paradigma e adoção de radicais mudanças tecnológicas. Nestes termos, é esperado que, como conseqüências das novas orientações do mercado de eletricidade, se configure um quadro no qual distintos atores venham ganhar ou perder mercado. O previsível é que diante de um quadro de ampliação do uso dos recursos renováveis as empresas de base térmica que fazem uso de combustíveis fósseis e/ou nuclear venham perder parte de seus mercados para as tecnologias renováveis e de conservação de energia.

O Sistema de Cotas encontra maior apoio dentro das empresas de eletricidade. Por outro lado, o sistema de Remuneração por Alimentação da Rede tem sua defesa feita pelos produtores independentes e grupos organizados da sociedade. O principal argumento dos defensores do

sistema de cotas, feito sob a lógica estrita da economia de mercado, recai na aceção de que este sistema tem a capacidade de promover a concorrência entre os grupos geradores e, por consequência, o carreamento de maior valor monetário para as energias renováveis. Nesse sentido Hvelplund (2001) se contrapõe, afirmando que pelo debate estabelecido não se verifica a existência de qualquer discussão profunda das consequências que resultam de uma regulação pública que possa dar suporte a tais argumentos.

Neste modelo, os investidores que se apresentam para a licitação executam seu planejamento a partir da garantia de venda de uma determinada quantidade de energia a ser produzida nas bases contratuais definidas pela licitação. Fica como atrativo aos vencedores a perspectiva de apropriação dos lucros que possam ser obtidos pela redução de seus custos durante o período da vigência de contrato. Por outro lado, se os custos, por fatores que fogem ao controle dos produtores, sofrem pressão de forma a se elevarem, os vencedores da licitação podem declinar do empreendimento, o que pode se materializar em dificuldades para as concessionárias cobrirem suas cotas, implicando por lei em uma penalização financeira sobre forma de multa. Neste contexto é coerente concluir que o modelo de cota não expressa uma real garantia de implementação das cotas de energia renovável licitadas.

O modelo de cotas tem recebido inúmeras críticas dos especialistas do setor, Estes apontam que a *"a prática tem mostrado que o Modelo de Cotas contribui de forma menos expressiva para o aumento da geração com fontes renováveis de energia que o Modelo de Remuneração pela Rede"* (Welk, 2002), uma vez que o mesmo restringe a obrigatoriedade de compra ou remuneração apenas para os valores licitados. Essa condicionante limita de modo quantitativo a entrada de novas tecnologias. O fato dá forma a um quadro restritivo ao acesso de outros geradores de energia renovável ao mercado, retraindo os investimentos no aumento da oferta dessa alternativa energética.

É creditada ao modelo de cota a incapacidade de gerar incentivos à redução de custos por ampliação da escala de produção de equipamentos, dificultando, dessa forma, o estabelecimento e desenvolvimento de uma indústria nacional de equipamentos de geração de energia renovável e inovações inerente a este mercado.

Já o Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede, por assentar a garantia de compra de energia sem limite de quantidade e sob uma base de preço alicerçada em termos seguros, permite aos investidores efetuarem seus planejamentos dentro de uma larga faixa de segurança. A garantia da remuneração favorece também a formação de um mercado, no qual os investidores podem ampliar a escala de produção industrial dos equipamentos, gerando economias de escala que refletem positivamente nos custos de produção por unidade energética (kWh) gerada.

Dentro do Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede, o estabelecimento de regras que garantam a determinação de diferentes preços, fixados em função do tipo de fonte e seu estágio de desenvolvimento tecnológico e de mercado, favorece a configuração de um modelo onde as tecnologias pouco competitivas possam desenvolver seus potenciais de participação e se mostrar viáveis no médio e longo prazo.

Tendo em vista que os recursos renováveis apresentam características técnicas e de viabilidade econômica variáveis entre regiões, pode ser conformada uma divisão desigual das cargas financeiras geradas pela obrigatoriedade de compra e remuneração da energia por parte das empresas de distribuição. O Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede obriga o repasse dos custos gerados pela adição de energia renovável à rede de transmissão entre todos os consumidores finais, viabilizando, dessa forma, a compensação equânime das possíveis penalidades financeiras atribuída aos agentes concessionários.

Como forma de evitar que determinados empreendimentos se apropriem de uma maior remuneração, devido suas vantagens locais, dentro de uma mesma tecnologia, o Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede permite diferenciar os valores de remuneração entre um máximo (para sítios de menor rentabilidade) e um mínimo (locais mais rentáveis), bem como variar seu valor em função do tempo de funcionamento do aproveitamento.

Uma vez que a remuneração garantida por um longo prazo, determinada pelo Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede, pode configurar uma situação de ineficiência e barreiras à concorrência, o modelo pode ajustar o valor da remuneração em função dos avanços tecnológicos e ganho de mercado. Dessa forma se pode prever uma redução escalonada dos valores da remuneração tomando como base o monitoramento do comportamento do mercado de tecnologias renováveis (Welk, 2002).

Segundo Meyer (2003), as empresas de utilidades alemãs nunca se mostraram satisfeitas com a adoção do Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede, cujo funcionamento se deu no período de 1998 a 2000. Estas reivindicavam a existência de um conflito entre o Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede e as regras de concorrência e intervenção estatal que regem a União Européia.

Como prova dessa insatisfação tais atores protocolaram uma demanda jurídica com seus protestos junto ao Tribunal Europeu de Justiça com sede em Luxemburgo. Em outubro de 2000, o Defensor Geral daquela corte registrou em seu parecer que o sistema alemão de Remuneração por Alimentação da Rede não se configura em uma forma de ajuda estatal conflitante com a legislação da União Européia. Na conclusão, o tribunal foi concordante com a interpretação do Defensor Geral, em cuja sentença afirma que o sistema alemão de

Remuneração por Alimentação da Rede não pode ser considerado como uma forma ilegal de intervenção do Estado, e, portanto, é perfeitamente aceitável como uma alternativa de promoção da regulamentação do desenvolvimento das tecnologias de energias renováveis (Meyer, 2003), (Welk, 2002), (Hvelplund, 2001).

O Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede se mostrou bastante atrativo na Espanha, Dinamarca e Alemanha, países que juntos responderam por 80% da produção de energia eólica na Europa em 2000. Na Dinamarca, modificações na lei de promoção das energias renováveis estabeleceram, no ano de 1999, a introdução do sistema de cotas com horizonte de implementação no ano de 2003. O parlamento Alemão aprovou, no ano 2000, alterações no sistema *Feed-in tariffs*. A França optou, em 2001, pela troca de modelo, passando a adotar o sistema de Remuneração por Alimentação da Rede em substituição ao modelo de cotas. Nesse período de configuração dos arranjos de suporte às energias renováveis, a Comissão Europeia, em especial a comissão de promoção da concorrência, esteve empenhada na introdução de sistema de comercialização de certificados de eletricidade "verde" (Hvelplund, 2001).

Frente aos resultados apresentados pelos países que adotaram o Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede, bem como pela interpretação jurídica dada a esse mesmo sistema, Hvelplund (2001, pg 7) conclui:

"Devido à continuidade de uso na Alemanha, Espanha, e a sua introdução na França, bem como à nova diretiva da União Europeia, e à Decisão do Tribunal Europeu em março (13/2001), o Sistema de Remuneração por Alimentação da Rede se tornou um real candidato ao título de modelo de suporte das energias renováveis na União Europeia. Esta conclusão é reforçada pelas dificuldades de implementação enfrentadas pela proposta de adoção do modelo de cota apresentado pelo governo dinamarquês.

O modelo de cotas já não é o futuro da estrutura de regulamentação da União Europeia. "Outras possibilidades devem ser examinadas"

3. Comercialização de Energia: fontes incentivadas e consumidores especiais

O setor elétrico Brasileiro teve seu novo marco regulatório definido pela Lei 10.848, a qual pretende garantir suprimento para o mercado, bem como expandir a gama de atividades próprias do setor elétrico caracterizada pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os fatores atrelados a este processo de expansão são a segurança; a busca por justa remuneração para os investimentos; a universalização do acesso e do uso dos serviços; e modicidade tarifária. Todos estes fatores estão presentes nos planos de curto, médio e longo prazo.

No plano institucional, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a instituição corporativa e governamental responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo, de acordo com o novo modelo descrito no marco regulatório vigente. A empresa tem a função de realizar avaliações permanentes com relação ao suprimento de energia elétrica através do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e de dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia), as quais são relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

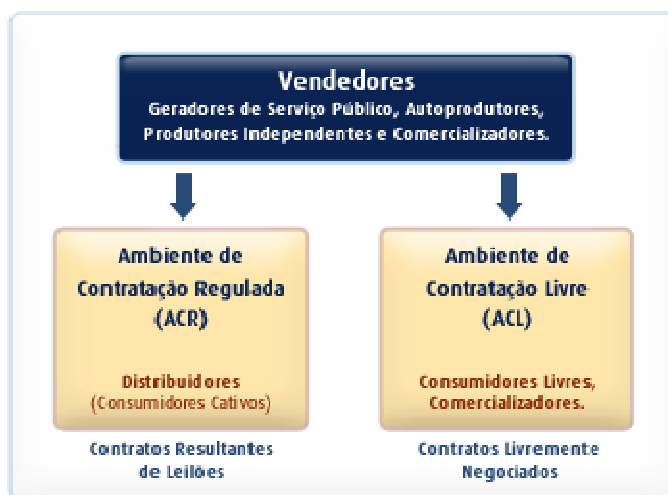
O novo marco regulatório também estabelece que o exercício do Poder Concedente e o aumento da autonomia do ONS são funções destinadas ao Ministério de Minas e Energia (MME). Além disso, ficam estabelecidos dois ambientes para a realização dos contratos de compra e de venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR – e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Os participantes do primeiro ambiente são os agentes de geração e distribuição de energia. Já do ACL podem participar, além dos agentes de geração, os agentes de comércio, os Importadores e Exportadores de Energia e os consumidores livres.

No ACR os contratos de compra são denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), os quais são acordos bilaterais regulados efetivados entre os agentes compradores (distribuidores) e os agentes vendedores (geradores, produtores independentes ou autoprodutores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Diferentemente, no ACL ocorre livre negociação entre os Agentes por meio de contratos bilaterais.

Todos os agentes de geração podem vender e comprar energia nos dois ambientes mencionados, mantendo o caráter competitivo da geração, sendo todos os contratos registrados na CCEE e funcionando como base para a contabilização e liquidação das diferenças

encontradas no mercado de curto prazo. A Figura 1 apresenta as transações do comércio de energia entre os dois ambientes de contratação.

Figura 1 – Contratação de Energia no Modelo Atual.



Fonte: CCEE.

A Lei 10.848 trouxe mudanças atreladas às novas perspectivas e planejamentos para o setor elétrico, sendo o incentivo ao investimento em geração, transmissão e distribuição de energia, uma questão primordial. Tal lei foi regulamentada pelo decreto 5.163/2004 o qual apresenta alguns itens necessários para o alcance dos objetivos que são pretendidos pelo marco regulatório, a saber:

- Capacidade de promover a modicidade tarifária;
- Garantia da segurança do suprimento;
- Criação de um marco regulatório estável.

A fim de viabilizar essas metas, foram detalhadas algumas regras de comercialização de energia elétrica, que são enumeradas a seguir:

1. O principal instrumento para modicidade tarifária é o leilão, através do qual as distribuidoras contratarão energia segundo o critério da menor tarifa apresentada;
2. A segurança de suprimento é fundamentada nos seguintes princípios:
 - Exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres;
 - Contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento;

- Monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda;
- Contratos de longo prazo celebrados entre as distribuidoras e os vencedores dos leilões, visando repassar para os consumidores finais os custos relativos à aquisição da energia.
- A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.

3.1. A evolução dos mecanismos de incentivo às fontes alternativas de energia

A geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas tem sido promovida através de diferentes mecanismos. A primeira forma de incentivo às fontes alternativas, prevista na Lei n.º 9.427, de 1996, consiste na possibilidade de comercialização da energia elétrica proveniente de pequenas centrais hidrelétricas com consumidores livres com carga igual ou superior a 500 kW. Através desta Lei, portanto, foi criado um mercado exclusivo para a energia das PCHs, que poderiam negociar com os consumidores livres com carga entre 500 e 3.000 kW sem enfrentar a livre concorrência com a energia das fontes convencionais, verificada para o atendimento dos consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW.

Outro importante incentivo foi criado através da Lei n.º 9.648, em 1998, que estabelece a redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para esses empreendimentos, não inferior a 50%. Assim, além da possibilidade de comercialização de energia em um mercado exclusivo, as pequenas centrais hidrelétricas passaram a se beneficiar de uma redução substancial nas tarifas de transmissão e distribuição de energia.

A necessidade de diversificação da matriz elétrica ficou evidente em 2001, ano em que o país se viu diante da necessidade de racionamento do consumo de energia. Uma das medidas tomadas na época foi a criação do Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA, através da Resolução n.º 24 de 2001 da Câmara de Gestão da Crise Energética. O programa tinha como objetivos: viabilizar a implantação de 1.050 MW, até dezembro de 2003, de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, integrada ao sistema elétrico interligado nacional; promover o aproveitamento da fonte eólica de energia, como alternativa de desenvolvimento energético, econômico, social e ambiental e; promover a complementaridade sazonal com os fluxos hidrológicos nos reservatórios do sistema interligado nacional.

A ELETROBRÁS ficou responsável por contratar a aquisição da energia a ser produzida por empreendimentos de geração de energia eólica, até o limite de 1.050 MW. Foi estabelecido um mecanismo de incentivos para a compra de energia e que os custos relativos a esta energia comprada pela ELETROBRÁS seriam integralmente repassados às concessionárias de distribuição do sistema interligado, de forma compulsória.

A Lei n.º 10.438, de 2002, representou um grande avanço no sentido de incentivar a geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas. O PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído através desta Lei, tem como objetivo 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 Interligado Nacional.

Além do estabelecimento de subsídios às fontes alternativas de energia através do PROINFA, a Lei estende a possibilidade de comercialização de energia com os consumidores livres com carga igual ou superior a 500 kW aos empreendimentos de fonte eólica, solar e biomassa. Assim, ao mesmo tempo em que previa a criação de subsídios às fontes alternativas de energia, a Lei permitia o acesso exclusivo a uma parcela do mercado livre, constituída pelos consumidores livres com carga entre 500 kW e 3.000 kW, anteriormente restrita às pequenas centrais hidrelétricas. A Lei também abre a possibilidade da constituição de grupos de consumidores para a compra de energia desses empreendimentos.

A partir de 2003, com a Lei n.º 10.762, é permitida aos empreendimentos de fontes alternativas a complementação do fornecimento com energia proveniente de outras fontes visando à garantia da disponibilidade energética. Essa complementação é limitada a 49% da energia média produzida e não está sujeita às reduções nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A Resolução Normativa ANEEL n.º 77/2004 estabelece a incidência de redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição não inferior a 50% para os empreendimentos de geração, destinados à produção independente ou autoprodução, com fonte eólica, biomassa ou co-geração qualificada com potência menor ou igual a 30.000 kW, bem como para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW.

A redução a ser aplicada às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção, pode ser de até 100%, enquanto que a incidência desse percentual aplicada ao consumo da energia comercializada pelos empreendimentos será de 50%.

O mais recente avanço para a promoção das fontes alternativas é dado pela Lei n.º 11.488, de 2007. A Lei estabelece a redução das tarifas de transmissão e distribuição dos empreendimentos de fontes alternativas com potência injetada de até 30 MW, ao invés da potência instalada, definida anteriormente. A Lei também equipara o consumidor que participa de Sociedade de Propósito Específico (SPE) para explorar a produção de energia elétrica para consumo próprio a autoprodutor de energia, para fins de pagamento dos encargos setoriais (Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, PROINFA e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC-ISOL).

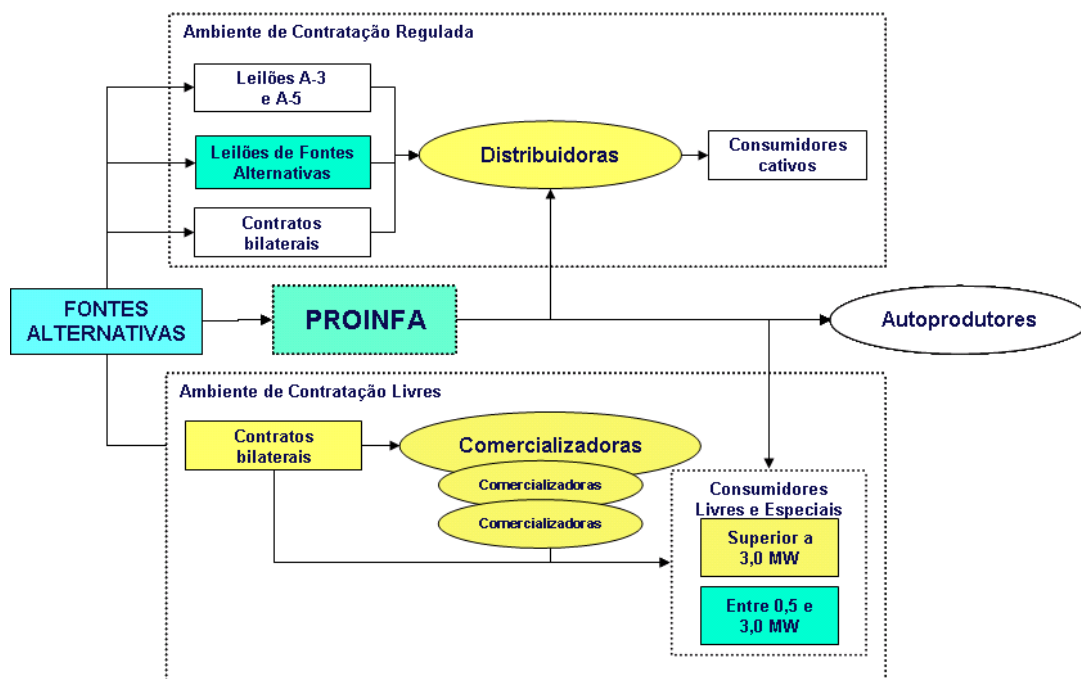
3.2. Modalidades de comercialização de energia proveniente de fontes alternativas

Desde o estabelecimento do novo marco regulatório do setor elétrico, todos os concessionários de serviço público de geração e produtores independentes de energia, incluídos os autoprodutores com excedentes, podem comercializar tanto no Ambiente de Contratação Regulada quanto no Ambiente de Contratação Livre, promovendo ampla competição no mercado de geração de energia elétrica.

Os empreendimentos participantes do PROINFA comercializam a energia gerada com a ELETROBRÁS, sendo o rateio das quotas de energia e dos custos do programa entre os agentes do Sistema Interligado Nacional que comercializem energia com consumidor final definidos pela ANEEL.

Assim, a energia elétrica gerada por empreendimentos que utilizam fontes alternativas de energia pode ser comercializada através de três diferentes mecanismos: os leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos bilaterais com os consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre e através do PROINFA, conforme apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Possibilidades para a comercialização de energia de fontes alternativas.



Fonte: EPE/ Análise periódica do setor energético – 2º trimestre.

3.2.1. Contratação através do PROINFA

A Lei n.º 10.438, de 2002, que institui o PROINFA, atribui à ELETROBRÁS a comercialização de energia dos empreendimentos de fontes alternativas. Os valores econômicos e pisos correspondentes às tecnologias específicas das fontes eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica, conforme apresentado na Tabela 1 foram definidos pela Portaria MME n.º 45 de 30/03/2004, sendo reajustados mensalmente pelo IGP-M. O Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica da Fonte foi definido como o valor de venda da energia elétrica para a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS que viabiliza econômica e financeiramente um projeto-padrão, utilizando essa fonte num período de vinte anos com determinados níveis de eficiência e atratividade.

Tabela 1 – Valor Econômico e Piso definido para as fontes do PROINFA.

Central Geradora	Valor Econômico da Tecnologia Específica (R\$/MWh)	Piso (R\$/MWh)
Pequena Central Hidrelétrica	117,02	117,02 – 70% TMF
Usina Eólicoelétrica	180,18 – 204,35	150,45 – 90% TMF
Usina Termelétrica a Biomassa	Bagaço de cana	93,77
	Casca de Arroz	103,20
	Madeira	101,35
	Biogás de aterro	169,08
		83,58 – 50% TMF

Fonte: MME.

A Resolução Normativa ANEEL n.º 127, de 06/12/2004 estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto n.º 5.025 de 30/03/2004.

O rateio do custo e da energia elétrica proveniente do PROINFA abrange somente os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN que comercializem energia com consumidor final, mediante o estabelecimento de quotas. O recolhimento das quotas de custeio relativas ao consumidor livre e/ou autoprodutor, com unidade de consumo conectada à instalação de transmissão integrante da Rede Básica do SIN, é de responsabilidade da respectiva concessionária de transmissão, sendo que as concessionárias de distribuição de energia elétrica são responsáveis pelo recolhimento das quotas de custeio relativas aos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores com unidade de consumo conectada às respectivas instalações.

A componente específica da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, relativa ao PROINFA, é obtida pela razão entre o custo total do Programa, em moeda corrente, estabelecido no Plano Anual do PROINFA para o ano de referência, e o mercado total de consumo final, em MWh, excluídos os consumidores atendidos via Sistema Isolado e aqueles classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês.

O valor pago pela energia elétrica adquirida e os custos administrativos são rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo individual.

A energia contratada atualmente através do PROINFA é de 12.119 GWh/ano, dos quais 55% correspondem às pequenas centrais hidrelétricas, 29% a centrais eólicas e 16% a termelétricas a biomassa. O custo unitário apresenta variações significativas de acordo com o tipo do empreendimento, sendo substancialmente maior para a energia proveniente de centrais eólicas, como pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2 – Energia contratada através do PROINFA.

Tipo	Potência contratada (MW)	Energia contratada (GWh/ano)	Custo Unitário (R\$/MWh)
PCH	1.191	6.662	136,07
Eólica	1.423	3.508	232,81
Biomassa	665	1.949	109,41
Total	3.279	12.119	159,91

Fonte: Aneel.

De acordo com a CCEE, a energia contratada através do PROINFA representou 0,32% da energia contratada em 2006, sendo que 75% correspondem às quotas dos distribuidores, 22% às dos consumidores livres e os 3% restantes dos autoprodutores.

3.2.2. Comercialização no Ambiente de Contratação Regulada

A contratação no ACR é formalizada em contratos bilaterais entre gerador e distribuidor, por meio de instrumentos jurídicos padronizados, de conhecimento público, que fazem parte dos editais de licitação, efetuando-se diretamente entre as partes os pagamentos deles decorrentes.

A contratação da energia de novos empreendimentos ocorre em dois momentos - três e cinco anos antes da efetiva realização do mercado. A duração dos contratos poderá ser de quinze a trinta anos, sendo esses prazos compatíveis com os tempos de construção e amortização de

novos empreendimentos. Essa contratação é realizada separadamente das licitações da energia existente para atendimento ao mercado. A contratação da geração existente visa atender à carga das concessionárias de distribuição a partir do ano seguinte ao ano em curso. Essa contratação é feita por meio de leilões, e os contratos têm duração de cinco a dez anos.

Os leilões de energia nova permitem aos produtores de energia comercializar a energia gerada com as distribuidoras de energia. Recentemente, foram definidos leilões exclusivos para a energia gerada a partir de fontes alternativas.

Desde a implementação do novo modelo do setor elétrico, foram realizados três leilões de Energia Nova e um leilão de energia de fontes alternativas. A participação da energia proveniente de fontes alternativas no total de energia negociada nos leilões de energia nova variou de 3,8% a 9,4%. A energia total proveniente desses empreendimentos nos quatro leilões totaliza 530 MWmédios, sendo 162 MWmédios de PCHs e 368 MWmédios de termelétricas a biomassa.

No primeiro leilão de Energia Nova A-5, realizado em 16/12/2005, foram negociados 3.284 MWmédios de energia provenientes de empreendimentos construídos e novos. Os empreendimentos de fontes alternativas venderam 125 MWmédios, o que corresponde a 3,8% do total de lotes vendidos (cada lote corresponde a 1MWmédio), a um preço médio de R\$117,13/MWh.

Foram negociados 28 MWmédios de energia por um prazo de 30 anos, proveniente de 2 pequenas centrais hidrelétricas ao preço de R\$99,95/MWh. Esse montante representa 0,9% dos lotes negociados.

Os empreendimentos termelétricos a biomassa (sete no total, sendo seis de bagaço de cana e um de resíduos de madeira) negociaram 97 MWmédios de energia (78 MWmédios de bagaço de cana e 19 MWmédios de resíduos de madeira) por um prazo de 15 anos, ao preço médio de R\$127,04/MWh. Esse montante representa 3,0% dos lotes negociados, sendo que as usinas a bagaço de cana correspondem a 2,4% dos lotes e a usina a resíduos de madeira 0,6%, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Participação das fontes alternativas no 1º Leilão de Energia Nova

Tipo	Empreendimentos	MWmédio	R\$/MWh	% Lotes
PCH	2	28	99,95	0,9%
Biomassa	7	97	127,04	3,0%
Bagaço	6	78	128,68	2,4%
Madeira	1	19	120,32	0,6%
Total	9	125	117,13	3,8%

Fonte: EPE.

No Segundo Leilão de Energia Nova A-3, em 29/06/2006, o volume negociado foi cerca de 50% menor (1682 MWmédios em 31 empreendimentos). As fontes alternativas tiveram uma participação maior no total de lotes negociados, somando 158 MWmédios (9,4% do total) através de 13 empreendimentos, ao preço médio de R\$127,31/MWh (Tabela 4).

As pequenas centrais hidrelétricas (sete empreendimentos) negociaram 88 MWmédios ao preço médio de R\$124,69/MWh, o que representa 5,2% dos lotes comercializados. Os seis empreendimentos de biomassa (quatro de bagaço de cana, um de resíduos de madeira e um de biogás) negociaram 70 MWmédios (4,2% do total do leilão), ao preço médio de R\$133,88/MWh. As termelétricas a bagaço de cana representaram a maior parte da energia, com 58 MWmédios (3,4% do total).

Tabela 4 – Participação das fontes alternativas no 2º Leilão de Energia Nova.

Tipo	Empreendimentos	MWmédio	R\$/MWh	% Lotes
Biomassa	6	70	133,88	4,2%
Bagaço de cana	4	58	134,20	3,4%
Biogás	1	10	132,02	0,6%
Madeira	1	2	133,92	0,1%
PCH	7	88	124,69	5,2%
Total	13	158	127,31	9,4%

Fonte: EPE.

O 3º Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 10/10/2006 contratou 1.104 MW médios, dos quais 569 MW médios de energia hidrelétrica (cinco empreendimentos) e 535 MW médios de termelétricas (nove empreendimentos).

O preço médio negociado ao final da disputa ficou em R\$128,90/MWh, sendo R\$120,86 por MWh o preço médio das usinas hidrelétricas e R\$137,44/MWh para usinas termelétricas. As termelétricas a biomassa (cinco empreendimentos) comercializaram 61 MW médios, o que

representa 5,5% do total contratado, ao preço médio de R\$137,10/MWh. Não foi comercializada energia proveniente de pequenas centrais hidrelétricas.

A Lei n.º 10.848 de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, estabelece que os processos licitatórios necessários para o atendimento ao mercado, mediante contratação regulada, devem contemplar um tratamento para as fontes alternativas.

O Decreto n.º 6.048 de 27/02/2007, que altera o Decreto 5.163/2004, prevê a realização de leilões de energia de fontes alternativas, atribuindo à ANEEL, direta ou indiretamente, a realização dos leilões de compra de energia das fontes alternativas. De acordo com o Decreto, os leilões de compra exclusiva de energia elétrica de fontes alternativas podem ser realizados entre os anos A-1 e A-5. Além disso, os valores e montantes de energia oriundos dos leilões de fontes alternativas não serão considerados para o cálculo do Valor Anual de Referência e o repasse dos custos de aquisição de energia nestes leilões deverá ser autorizado pela ANEEL de forma integral.

A Portaria MME n.º 31/2007 definiu o preço de compra máximo de R\$140,00/MWh para todas as categorias de empreendimentos, enquanto a sistemática para a realização dos leilões foi definida pela Portaria MME n.º 59/2007. Foram habilitados pela EPE 87 empreendimentos para este leilão, totalizando 2.803 MW de potência (Tabela 5). Desses, apenas 36 foram pré-qualificados pela ANEEL, o que representa uma potência de 1.134 MW (Tabela 6).

Tabela 5 – Empreendimentos habilitados para o 1º Leilão de Fontes Alternativas.

Fonte	Usinas	Potência (MW)
PCH	54	844
Biomassa	24	1.019
Eólica	9	939
Total	87	2.803

Fonte: EPE.

Tabela 6 – Empreendimentos pré-qualificados para o 1º Leilão de Fontes Alternativas.

Fonte	Usinas	Potência (MW)
PCH	17	301
Biomassa	19	833
Total	87	2.803

Fonte: ANEEL.

Finalmente, no dia 18 de junho, o 1º Leilão de Fontes Alternativas contratou 186 MW médios de energia, provenientes de 18 empreendimentos, sendo 6 pequenas centrais hidrelétricas e 12 termelétricas a biomassa, ao preço médio de R\$137,32/MWh (Tabela 7).

Tabela 7 – Resultado do 1º Leilão de Fontes Alternativas.

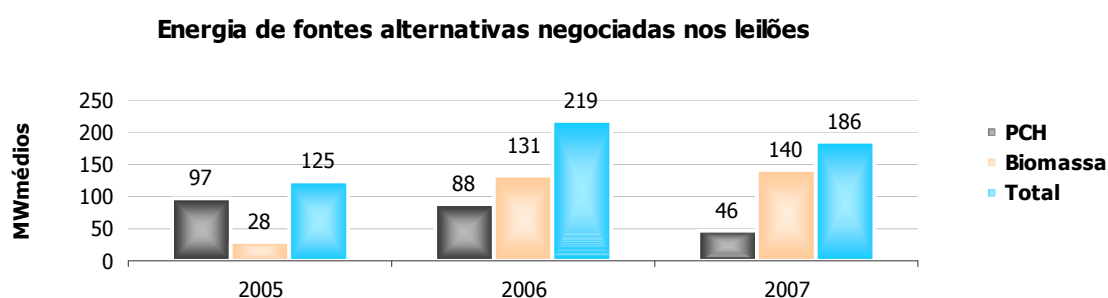
Tipo	Empreendimentos	MWmédio	R\$/MWh	% Lotes
Biomassa	12	140	138,85	75,3%
Bagaço de cana	11	115	138,93	61,8%
Criadouros Avícolas	1	25	138,50	13,4%
PCH	6	46	134,99	24,7%
Total	18	186	137,32	100,0%

Fonte: CCEE.

As pequenas centrais hidrelétricas comercializaram 46 MW médios, o que representa 24,7% do total negociado no leilão, ao preço médio de R\$134,99/MWh. As termelétricas a biomassa negociaram 140 MW médios (75,3% do total), ao preço médio de R\$138,85/MWh. As térmicas a bagaço de cana totalizaram 115 MW médios (61,8% do total), e a usina térmica que utiliza biomassa de criadouros avícolas negociou 25 MW médios (13,4% do total).

A Figura 3 apresenta o resultado da comercialização de energia proveniente de fontes alternativas nos leilões de energia nova de 2005 a 2007.

Figura 3 – Energia de fontes alternativas negociadas nos leilões de energia.



Fonte: EPE.

Além da participação no leilão de energia de fontes alternativas, diversos empreendedores têm demonstrado interesse em participar dos leilões de energia nova. A Tabela 8 apresenta os empreendimentos de fontes alternativas inscritos para os leilões A-3 e A-5 realizados em 2007. Os empreendimentos de fontes alternativas representam 15,2% da potência total inscrita para os leilões.

Tabela 8 – Empreendimentos inscritos para os Leilões A-3 e A-5 de 2007.

Fonte	Empreendimentos	Potência inscrita (MW)
PCH	35	570
Eólica	14	1.196
Biomassa	61	2.161
Total	88	3.927

Fonte: EPE.

3.2.3. Comercialização no Ambiente de Contratação Livre

A Lei n.º 9.074/1995 representa um marco para desenvolvimento de um ambiente de livre comercialização de energia e prevê uma implementação gradual da livre negociação entre consumidores e produtores de energia.

Inicialmente, a Lei permite aos consumidores com carga acima de 10.000 kW e tensão igual ou superior a 69 kV contratar o fornecimento de energia com produtor independente de energia elétrica. Após três anos, é permitida a compra de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado, ampliando assim as opções aos consumidores. Após cinco anos, a permissão é estendida aos consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Os novos consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, já poderiam optar pela compra de energia de qualquer fornecedor. A Lei também permitia a diminuição dos limites de carga e tensão após um período de oito anos.

É permitido aos consumidores com demanda igual ou superior a 3.000 kW comprar energia de qualquer fornecedor (os consumidores ligados antes de 08 de julho de 1995 devem ser atendidos em tensão superior a 69 kV para serem enquadrados nessa categoria). No caso de consumidores ligados após essa data (os chamados "clientes novos"), não existe a restrição da tensão de atendimento.

Assim, os Consumidores Livres de energia são aqueles que podem, não apenas escolher sua empresa fornecedora, como também gerenciar suas necessidades da maneira que lhes parecer melhor, levando em conta vantagens em preços, produtos e serviços.

A partir das Leis n.º 9.427 e 10.438, os empreendimentos de fontes alternativas podem comercializar a energia no Mercado Livre diretamente com os Consumidores Livres de energia, que compreendem os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW. Nessa categoria, podem ser distinguidas duas classes de consumidores: os Consumidores Especiais, com carga entre 500 e 3.000 kW, que podem adquirir energia gerada exclusivamente através de fontes

alternativas (PCHs, eólica, biomassa ou solar), e os Consumidores Livres, com carga superior a 3.000 kW, que podem adquirir energia de qualquer fonte. Dessa forma, os empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas possuem acesso exclusivo a uma parcela significativa dos consumidores potencialmente livres.

A Tabela 9 apresenta a evolução da comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre. O número de Agentes Consumidores Livres aumentou de 34 em 2004 para 470 em 2005 e 613 em 2006. A energia contratada pelos consumidores livres aumentou em 27%, o que representa um aumento de participação de 12,8% para 14,9% do total da energia contratada no período.

Tabela 9 – Evolução do Mercado Livre de Energia.

	2005	2006
Energia contratada (GWh)	456.576	495.833
Consumidores livres (GWh)	58.396	74.028
Participação dos consumidores livres (%)	12,8%	14,9%
Tipo de contrato		
<i>Bilateral curto (%)</i>	86,0	83,9
<i>Bilateral longo (%)</i>	13,9	15,7
<i>PROINFA (%)</i>	0,0	0,5
Número de Consumidores Livres	470	613

Fonte: CCEE.

3.2.4. A Resolução Normativa ANEEL n.º 247/2006

A Resolução Normativa Aneel n.º. 247, de 21/12/2006, estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração que utilizam fontes primárias incentivadas (Agente Gerador Incentivado) com unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrantes do mesmo submercado no Sistema Interligado Nacional, com carga maior ou igual a 500 kW (Consumidor Especial).

A energia elétrica a que se refere a Resolução pode ser gerada em pequenas centrais hidrelétricas – PCHs, com potência entre 1 e 30 MW, unidades com base em fontes solar, eólica e biomassa, com potência de até 30 MW, e empreendimentos com potência inferior a 1 MW.

A garantia física para comprovação de lastro de venda deve ser a Energia Assegurada sazonalizada (para PCHs), a garantia física estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia

(para as demais fontes despachadas centralizadamente) ou a energia efetiva gerada (demais empreendimentos).

O Agente Gerador Incentivado também pode complementar a geração através da aquisição de outras fontes de energia, com contratos registrados, de até 49% da sua garantia física.

A concessionária ou permissionária de transmissão ou distribuição, em cujo sistema a unidade consumidora esteja conectada, deve celebrar com o consumidor o Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) ou de Transmissão (CCT) e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) ou de Transmissão (CUST).

A redução aplicada às Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD), não inferior a 50%, deve ser calculada proporcionalmente aos submontantes obtidos a partir dos MW médios de cada fonte e para cada período.

A comercialização de energia implica a celebração do Contrato de Compra de Energia Incentivada – CCEI, com cláusulas e preços livremente negociados entre o Agente Gerador Incentivado e o Consumido Especial.

Assim, o Consumidor Especial deve garantir o atendimento de 100% da sua carga através de geração própria, de contrato de fornecimento com a concessionária ou permissionária ou de Contrato de Compra de Energia Incentivada. Ademais, deverá implementar o Sistema de Medição para Faturamento (SMF) em sua unidade consumidora.

3.2.5. O atual marco regulatório e as fontes alternativas renováveis

Como pode ser observado, a implementação de mecanismos de incentivo às fontes alternativas de energia têm promovido uma maior inserção destas na matriz de geração elétrica brasileira. Em um primeiro estágio, esses incentivos consistiram na concessão de subsídios, necessários para a disseminação da geração de energia a partir dessas fontes.

Ao mesmo tempo em que se iniciava o PROINFA e se concedia a redução das tarifas do sistema para empreendimentos de fontes alternativas, eram definidos os mecanismos que iriam permitir a comercialização dessa energia nos ambientes de contratação regulada e livre, e a consolidação das fontes alternativas.

Os resultados dos leilões de energia nova indicam um aumento da participação das pequenas centrais hidrelétricas e das termelétricas a biomassa na comercialização de energia no ambiente regulado. A possibilidade de comercialização de energia desses empreendimentos no mercado livre, em caráter de exclusividade com os Consumidores Especiais, amplia substancialmente o mercado potencial para as fontes alternativas.

Assim, é possível afirmar que o atual marco regulatório contém os instrumentos necessários à inserção das fontes alternativas na matriz de geração elétrica, possibilitando a comercialização da energia nos ambientes de contratação regulada e livre. As pequenas centrais hidrelétricas e as termelétricas a biomassa têm se mostrado competitivas com as fontes convencionais nos leilões de energia nova e acredita-se que o mesmo irá ocorrer com a possibilidade de comercialização com os Consumidores Especiais no ambiente de contratação livre, sendo que a necessidade de concessão de subsídios se verifica mais especificamente para as fontes de energia eólica e solar.

4. Incentivos ao Aproveitamento Energético do Lixo

Experiências internacionais demonstram que a correta destinação dos RSU – Resíduos Sólidos Urbanos – através de um Sistema Integrado de Gerenciamento reduz a quantidade física do lixo a ser disposto em aterros sanitários. As alternativas mais usuais encontradas no mundo visando a redução do volume de RSU são: redução do lixo gerado na fonte, reutilização do material produzido, reciclagem e outros usos, recuperação de energia através de incineração e/ou gás de lixo.

Existem mecanismos legais e financeiros sendo utilizados para viabilizar as políticas de resíduos sólidos no mundo. É possível destacar acordos voluntários, reciclagem obrigatória, índices de reciclagem e proibições de materiais como exemplo de mecanismos legais (comando e controle²), enquanto a aplicação de taxas e impostos, as cauções financeiras e sistemas de depósito-retorno como mecanismos econômicos³.

Os mecanismos legais têm as seguintes características: os Acordos voluntários são a adoção de uma proposta comum entre setores da Indústria e o Governo, a Reciclagem obrigatória é a determinação, através de uma lei, para que certas embalagens sejam obrigatoriamente recicladas, enquanto os Índices de reciclagem ocorrem quando percentuais de reciclagem são estabelecidos e devem ser atingidos dentro de um determinado prazo; já as proibições de materiais são aplicadas quando um tipo de material (alumínio, lata, plástico) é banido dentro do processo de fabricação da embalagem de um produto.

Os instrumentos econômicos desenvolvem um importante papel quando implementados no contexto de um Sistema Integrado de Gerenciamento de Resíduos Sólidos Urbanos, constituindo-se em alternativas mais baratas e de implementação mais simples que as medidas de Comando Controle. Nestes são usadas as Taxas e impostos, que representam a tributação que incide sobre um certo produto visando um determinado fim, as Cauções financeiras, as quais servem como uma garantia pecuniária para o cumprimento de uma determinada obrigação e os sistemas de Depósito-Retorno, que se resumem na cobrança de um determinado valor para uma embalagem. Essas restrições são mais adotadas em relação às embalagens e, ao se proceder à análise da legislação de cada país, ficará evidente a utilização

² Os instrumentos de comando e controle visam o gerenciamento da produção de poluentes através de penalizações impostas aos agentes poluidores como forma de modular sua geração de resíduos. O termo *comando e controle* exprime o controle da poluição baseado em legislação ou diretamente por atos regulatórios relacionados a níveis permitidos de poluição e/ou concentração desta, ou ainda, via a adoção e arranjos tecnológicos relacionados à mesma.

³ Os chamados *Instrumentos Econômicos* baseiam-se na idéia de que seja possível corrigir as falhas de mercado surgidas pela não consideração dos custos ambientais e sociais relacionados às decisões de produção e consumo, através da agregação da variável ambiental, relativa a sua produção e/ou consumo no preço final do produto.

dessas medidas. A Tabela 10, a seguir, mostra os índices de cada uma das destinações dos resíduos em diversos países:

Tabela 10 – Reciclagem com Coleta Seletiva e Destino Final dos Resíduos Sólidos nos Países – 1998

PAÍS	% DE LIXO RECICLADO	DESTINO FINAL (ATERROS)	DESTINO FINAL (INCINERAÇÃO)	DESTINO FINAL (COMPOSTAGEM)
ALEMANHA	16	46	34	2
ÁUSTRIA	6	65	11	18
DINAMARCA	19	29	48	4
EUA	15	67	16	2
FRANÇA	8	43	40	9
HOLANDA	15	45	35	5
ITÁLIA	3	74	16	7
JAPÃO	*	20	75	5
NORUEGA	7	67	22	4
REINO UNIDO	2	90	8	-
SUÉCIA	16	34	47	3
SUIÇA	22	12	59	7
BRASIL	<1	99	<1	<1

* Japão faz coleta seletiva e reciclagem do lixo que é incinerado, não se conhecendo o percentual

Fonte: Artigo "O negócio é reciclar", revista Carta Capital, 19 de agosto de 1998.

Percebe-se, na Tabela 10 anterior, que a destinação final em aterros e incineração constitui a principal alternativa internacional. Os países relacionados dispõem de normas rígidas para o licenciamento destas atividades, o que impele ao aproveitamento das emissões de metano destes aterros para gerar energia, assim como ocorre na maioria dos incineradores. Existem centenas de empreendimentos energéticos de recuperação de gás de lixo e de incineração, além de dezenas das demais tecnologias ao redor do mundo.

Pode-se notar, ainda, que os quatro países com maiores índices de reciclagem – Suíça, Dinamarca, Alemanha e Suécia – também têm índices de incineração entre os seis maiores, enquanto o Brasil está posicionado no outro extremo, com menos de 1% de reciclagem e incineração; o material disposto em aterros não conta com recuperação de biogás, à exceção do aterro Bandeirantes em São Paulo, com uma planta comercial de 22 MW e o aterro de Gramacho, no Rio de Janeiro, com uma planta piloto de 200 kW.

A Tabela 11 a seguir mostra os instrumentos econômicos utilizados em diversos países para o aproveitamento energético de resíduos:

Tabela 11 – Principais Aplicações de Instrumentos Econômicos para Resíduos Sólidos

Países	Alemanha	Austrália	Áustria	Bélgica	Canadá	Coréia	Dinamarca	EUA	Espanha	Finlândia	França	Holanda	Irlanda	Itália	Noruega	Reino Unido	Suécia	Suíça	Turquia
Créditos para Reciclagem								X								X			
Cobrança pela Disposição em aterros	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X
Cobrança pela Geração de Lixo	X			X	X	X	X	X			X	X							X
Impostos sobre Produtos				X	X		X			X		X		X	X			X	X
Sistemas Depósito-Retorno		X		X		X	X	X		X		X			X	X	X		

Fonte: Seroa & Chermont, 1996.

A Tabela 11 anterior mostra que o instrumento econômico mais utilizado nos 19 países relacionados é a cobrança pela disposição em aterro, ao contrário dos créditos para reciclagem. Os demais instrumentos são utilizados na mesma proporção.

A Tabela 12 a seguir mostra os instrumentos normativos (comando e controle) utilizados para a gestão de resíduos em diversos países:

Tabela 12 – Mecanismos de Comando e Controle na Gestão de Resíduos Sólidos

Países	Alemanha*	Áustria	Bélgica	Canadá	Dinamarca	EUA**	França	Holanda	Inglaterra	Itália	Suíça	Diretivas Europeias
Lei/Acordo	Töpfer 1991	1992	Acordo Voluntário	1988	1984	1976 – RCRA	Eco-Emballages 1993	Acordo Voluntário	Acordo Voluntário	1990	1988	1996
Enfoque	Embalagens	Embalagens		Embalagens	Embalagens (+ de bebidas)	Tudo	Rejeitos em geral	Embalagens	Embalagens	Revistas	Embalagens	Embalagens
Metas/Ano	100% ano 2000	Crescente	28% após 1995	50% ano 2000	50% ano 2000	35% ano 2000***	75% ano 2000	75% ano 2000		Acordo com Diretivas Europeias	PVC e latas proibidas	60% até ano 2000
Incineração	Proibida		66%		Autorizada		Autorizada	25% para gerar energia		20% de incineração	85% dos não-recicláveis	30% para gerar energia

* Em 1974 foi instituída uma Lei Federal que criou as Estatísticas Ambientais, ação fundamental para o planejamento, considerado um dos principais responsáveis pelo avanço tecnológico e a liderança no setor.

** LEIS ESTADUAIS

*** META FEDERAL

A Tabela 12 permite visualizar que as embalagens são o principal enfoque dos mecanismos de Comando e Controle, sendo possível identificar, ainda, que todas as leis ou acordos federais tiveram início a partir da década de 1980. Também se consegue apreender que a incineração é vista como método necessário pela maioria dos países, assim como o estabelecimento de metas de reciclagem.

Os países considerados na análise acima vêm desenvolvendo seus instrumentos de Gestão de Resíduos Sólidos Urbanos há cerca de três décadas. Suas “performances” apontam para duas características fundamentais, sendo a primeira delas a utilização complementar de mecanismos legais e financeiros em busca de resultados – numa espécie de Planejamento Estratégico. A segunda característica está voltada ao diagnóstico realista do perfil do consumidor, através de uma leitura cultural, para viabilizar a aplicação ótima desses mecanismos – levando, como visto, a opções entre Acordos Voluntários e Leis amplas ou restritivas, combinadas à cobrança por uso de aterro, geração de lixo ou créditos para reciclagem e geração termelétrica.

5. Análise do Marco Regulatório Brasileiro Aplicado a Tecnologias de Aproveitamento Energético de Resíduos Sólidos Urbanos - RSU

Antes da abordagem específica sobre o setor energético, é preciso verificar as competências relacionadas à gestão dos resíduos sólidos urbanos e as sanções aplicáveis nos casos de não atendimento às premissas estabelecidas.

A Constituição Federal de 1988 define, no artigo 23, ser competência comum da União, dos estados, do Distrito Federal e dos municípios proteger o meio ambiente e combater a poluição em qualquer de suas formas, bem como promover programas de construção de moradias e a melhoria do saneamento básico. No artigo 25, estabelece que os Estados poderão, mediante lei complementar, instituir regiões metropolitanas, aglomerações urbanas e microrregiões, constituídas por agrupamentos de municípios limítrofes, para integrar a organização, o planejamento e a execução de funções públicas de interesse comum. Mas são os Incisos I e V do artigo 30 que estabelecem como atribuição municipal o direito de legislar sobre assuntos de interesse local, especialmente quanto à organização dos seus serviços públicos, como é o caso da limpeza urbana.

No artigo 196, a Constituição Federal estabelece que a saúde é direito de todos e dever do Estado, garantida mediante políticas sociais e econômicas que visem à redução do risco de doença e de outros agravos, assim como ao acesso universal e igualitário a ações e serviços para sua promoção, proteção e recuperação. No artigo 225 é estabelecido que todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e as futuras gerações. Por fim, o artigo 241 estabelece que a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios disciplinarão por meio de lei os consórcios públicos e os convênios de cooperação entre os entes federados, autorizando a gestão associada de serviços públicos, bem como a transferência total ou parcial de encargos, serviços, pessoal e bens essenciais à continuidade dos serviços transferidos.

Quanto às sanções referentes ao descumprimento da legislação ambiental, a Lei Federal 9.605 de 1998, de Crimes Ambientais, tem os seguintes artigos para serem aplicados quando os resíduos sólidos não tiverem destinação adequada:

O artigo 54 é o mais contundente, cujo texto diz: "Causar poluição de qualquer natureza em níveis tais que resultem ou possam resultar em danos à saúde humana, ou que provoquem a mortandade de animais ou a destruição significativa da flora" e especifica as penas, atenuantes

e agravantes, o que as faz variar de detenção de seis meses e multa até reclusão de cinco anos e multa.

Também podem ser citados os artigos 33, sobre o perecimento de espécies da fauna aquática decorrente da emissão de efluentes ou carreamento de materiais; o 40, quanto aos danos diretos ou indiretos causados às Unidades de Conservação e às áreas de que trata o artigo 27 do Decreto n.º 99.274 e o 41, que trata dos incêndios provocados em mata ou floresta – para os quais o gás metano produzido nos aterros e lixões pode servir como combustível, além de manter o fogo por dentro do lixo, sem demonstrar labaredas. As penas variam de multa a reclusão de cinco anos.

Os artigos 48 e 50 versam, respectivamente, sobre impedir ou dificultar a regeneração natural de florestas e demais formas de vegetação e destruir ou danificar florestas nativas ou plantadas ou vegetação fixadora de dunas, protetoras de mangues, objeto de especial preservação, além de suas penas. Já o artigo 68, na seção dos crimes contra a administração pública, trata do indivíduo que, tendo o dever legal ou contratual de cumprir obrigação de relevante interesse ambiental, deixar de fazê-lo, estipulando a pena de detenção, de um a três anos e multa, além do atenuante, no caso de crime culposo, quando a pena passa a ser de três meses a um ano, sem prejuízo da multa.

No que concerne à Política Nacional de Saneamento Básico, estabelecida pela Lei 11.445 de 2007, não há nenhum impedimento ou estímulo ao aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos. No Projeto de Lei referente à Política Nacional de Resíduos Sólidos, apesar de também não haver nenhum impedimento ou estímulo, estão sendo apresentadas emendas no sentido de incentivar esta solução.

5.1. A isenção de Tarifas por Uso de Sistema de Transmissão e de Distribuição.

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 271/07, alterou os artigos 1º e 3º da Resolução Normativa nº 77/04, que passaram a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, para aqueles caracterizados como pequena central hidrelétrica e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos”.

.....

“Art. 3º Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições:

.....

IV – aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

5.2. Eficiência Energética.

A ANEEL, em seu Manual para elaboração do Programa de Eficiência Energética lançado em 2007, criou a categoria de projetos piloto. No item sobre conceituação dos projetos por segmento e uso final a primeira definição é sobre este tema, como descrito a seguir:

“Projeto promissor, inédito ou inovador, incluindo pioneirismo tecnológico e buscando experiência para ampliar, posteriormente, sua escala de execução. Não deverão ser incluídos nesse tipo de projeto custos relativos à pesquisa e/ou desenvolvimento tecnológico.

Além de possíveis metas de Energia Economizada (EE) e de Redução de Demanda na Ponta (RDP), serão avaliados o caráter inovador e estratégico do projeto e seus impactos potenciais na transformação do mercado de energia elétrica. “O Projeto Piloto pode ser proposto para todos os segmentos definidos neste manual.” Como existem várias referências internacionais sobre o significativo potencial de conservação de energia da reciclagem das embalagens disponíveis nos resíduos sólidos urbanos, como mostra a Tabela 13, a seguir – inclusive havendo trabalhos nacionais publicados no exterior sobre o tema – é natural que o Brasil implemente ações neste sentido.

Tabela 13 – Potencial de Conservação de Energia Elétrica através da Reciclagem de Embalagens por tonelada de lixo

MATERIAL	PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL		ENERGIA CONSERVÁVEL (MWh/t reciclável)				ENERGIA CONSERVÁVEL (MWh/t lixo) 1998				ENERGIA CONSERVÁVEL (MWh/t lixo) 2004			
	IPT 1998	ABRELPE 2004	Morris	Calderoni	Warnken Ise	EPA	Morris	Calderoni	Warnken Ise	EPA	Morris	Calderoni	Warnken Ise	EPA
METAL	4	2	3,25	5,3	2,67	5,85	0,13	0,21	0,11	0,23	0,07	0,11	0,05	0,12
VIDRO	3	2	0,08	0,64	1,25	0,62	0	0,02	0,04	0,02	0	0,01	0,03	0,01
PAPEL	25	13	1,75	3,51	1,37	2,95	0,44	0,88	0,34	0,74	0,23	0,46	0,18	0,38
PLÁSTICO	3	16	5,55	5,06	5,91	15,39	0,17	0,15	0,18	0,46	0,89	0,81	0,95	2,46
TOTAL	35	33	66%				0,74	1,26	0,66	1,45	1,19	1,39	1,21	2,97

Fonte: Elaboração própria a partir de Morris (1996), Calderoni (1997), Warnken Ise (2007), USEPA (2007), IPT (1998) e ABRELPE (2005)

A partir da Tabela 13 anterior é possível verificar que a composição de 2004 acarreta conservação sempre acima de 1 MWh/t, o que é superior a qualquer tecnologia de geração com resíduos sólidos urbanos.

Em seguida, foi incorporada a informação sobre a produção de recicláveis no país e construída a Tabela 14, a seguir, sobre o potencial total de conservação de energia. É possível verificar que o potencial atinge 177 TWh/a, equivalente a mais de 40% do consumo nacional.

Tabela 14 – Potencial de Conservação de Energia Elétrica através da Reciclagem de Embalagens.

PRODUTO	PRODUÇÃO (1000 t)	VOLUME RECICLADO	DISPONIBILIDADE (1000 t)	ENERGIA CONSERVÁVEL (MWh/t) – BRASIL (segundo Calderoni)	POTENCIAL DE ENERGIA CONSERVÁVEL NO BRASIL (TWh/a) (segundo Calderoni)	ENERGIA CONSERVÁVEL (MWh/t) – EUA (segundo Morris)	POTENCIAL DE ENERGIA CONSERVÁVEL NO BRASIL (TWh/a) (segundo Morris)	ENERGIA CONSERVÁVEL (MWh/t) – Austrália (segundo Warnken Ise)	ENERGIA CONSERVADA NO BRASIL (TWh/a) (segundo Warnken Ise)	ENERGIA CONSERVÁVEL (MWh/t) – Estados Unidos (segundo EPA)	ENERGIA CONSERVADA NO BRASIL (TWh/a) (segundo EPA)
PAPEL	7.333	46%	3.960	3,51	13,90	1,75	6,93	1,37	5,42	2,95	11,68
PLÁSTICO	2.178	17%	1.808	5,06	9,15	5,55	10,03	5,91	10,68	15,39	27,83
VIDRO	1.277	47%	667	0,64	0,43	0,08	0,05	1,25	0,85	0,62	0,42
LONGA VIDA	157	22%	122	3,51	0,43	1,75	0,21	1,37	0,17	4,96	0,61
ALUMÍNIO	125	96%	5	5,3	0,03	3,25	0,02	2,67	0,01	5,85	0,03
AÇO	31.600	26%	23.384	5,3	123,94	3,25	76,00	2,67	62,44	5,85	136,80
TOTAL	42.670		29.956		147,87		93,25		79,57		177,36

Fonte: Elaboração própria a partir de Morris (1996), Calderoni (1997), Pimenteira et al. (2004), Warnken Ise (2007), USEPA (2007) e CEMPRE (2005).

6. Análise de viabilidade das tecnologias

Foram analisadas as viabilidades das tecnologias com base em dados fornecidos por fabricantes e representantes nacionais, bem como no marco regulatório apresentado anteriormente.

Por conta da insuficiência de dados históricos sobre as cidades analisadas no relatório sobre Pesquisa de Campo, não foi possível identificar as tecnologias mais adequadas para cada cidade, o que poderá ser feito futuramente, em função da realização de novas pesquisas de campo.

Foram consideradas apenas usinas das tecnologias DRANCO e CICLO COMBINADO OTIMIZADO, sendo que esta teve três alternativas avaliadas – uma com gás natural fóssil, outra com biogás de aterro e a terceira com biogás de sistema DRANCO.

A escolha destas tecnologias fundamentou-se na expectativa que a otimização destes aproveitamentos acarretará a busca pela maior eficiência energética, que está diretamente relacionada à reciclagem dos papéis, plásticos, vidros e metais presentes nos resíduos sólidos urbanos. Neste caso, somente restará matéria orgânica, para a qual a solução mais aceita internacionalmente é a compostagem anaeróbica. Como o processo seco evita a necessidade de consumo de água e seu posterior tratamento, representa menor custo operacional. Além disto, mostrou-se também como de menor investimento.

Mas a segregação total dos recicláveis na fonte dificilmente ocorrerá, por necessitar da unanimidade da população. Mesmo assim, como a digestão anaeróbica pode utilizar material com até 10% de recicláveis, esta solução ainda pode ser mantida como objetivo a ser buscado, uma vez que os processos mecânico-manuais de triagem são capazes de atender a esta premissa, ainda que os custos atuais precisem ser reduzidos.

Além disto, o ciclo combinado otimizado também merece relevo por consorciar as exaustões de dois sistemas: um motor⁴ consumindo metano e um incinerador de lixo. O incinerador consome a fração que não serviu para a reciclagem e não foi separada o suficiente para ser considerada insumo para a digestão anaeróbica – o que tende a ocorrer enquanto a segregação na fonte não conseguir ser otimizada.

⁴ O motor pode consumir gás natural, biogás de aterro ou de um sistema de digestão anaeróbica, ou diversos outros combustíveis líquidos – dependendo do sistema de combustão.

Como este sistema é 60% mais eficiente que os incineradores isolados, acredita-se que a construção de incineradores tenderá a ser feita de forma a permitir que sejam acoplados a motores e viabilizado o ciclo combinado.

6.1. DIGESTÃO ANAERÓBICA:

Os dados utilizados para simular a viabilidade do empreendimento foram:

Quantidade de material utilizado: 250 t/d

Composição do material: 35% recicláveis, 65% fração orgânica

Rendimento em adubo da fração orgânica: 35%

Produção de metano por tonelada de fração orgânica compostada: 55 m³

Capacidade de processamento de fração orgânica da usina: 150 t/d

Potência Instalada: 900 kW

Fator de capacidade: 85%

Teor de energia nos recicláveis: 3 MWh/t

Teor de carbono na eletricidade: 0,15 tCO₂/MWh

Emissão evitada de metano: variável, de acordo com o waste model do IPCC

Investimento: R\$ 25.000.000,00

O&M: 9% ao ano.

Câmbio: R\$ 1,80/US\$

Taxa de desconto: 13%

Taxa de juros de financiamento do BNDES: 4%

Estrutura capital terceiros sobre capital próprio: 90/10

As alternativas serão analisadas acumulando os benefícios considerados nas anteriores.

6.1.1. ALTERNATIVA 1:

Neste caso foram consideradas as receitas decorrentes de:

- créditos de carbono das emissões evitadas de metano, da disposição final de lixo coibida, e de dióxido de carbono, da eletricidade renovável gerada por substituir a que seria disponibilizada na rede, equivalentes a R\$ 30/t CO₂ eq;
- comercialização do adubo a R\$ 10/t – ainda que o fertilizante químico atinja R\$ 500/t, não foi possível verificar o valor que este produto pode obter, seja pela capacidade de substituir aquele e pelo aumento de oferta que representará;
- tratamento dos resíduos sólidos urbanos a R\$ 10/t, em valor abaixo do que é praticado normalmente nas cidades brasileiras.

A

Tabela 15, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 15 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 1

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,48	1,77	3,05	4,26	4,55
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>					
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	0,90	Reidi	Não				
Investimento (US\$/kW)	15432	O&M Var. (R\$/MWh)	400				
Investimento (R\$ milhões)	25,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)		550,63					
Tx.Desconto %	13,00	17747	115	705,6	627,1	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	16975	110	654,0	601,2	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)		16204	105	602,3	575,7	5,0%	1%
Payback (anos)	13	15432		550,6	550,6	4,0%	
ICSD minimo	0,282	14660	95	499,0	525,9	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,282	13889	90	447,3	501,7	2,0%	-2%
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	550,6	623,0	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-12,20	7,00	2%	550,6	599,3	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-13,79	6,00	1%	550,6	574,8	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-10,69	5,00		550,6	550,6	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	0,78	4,00	-1%	550,6	525,6	12,0%	-1%
TIR médio (%)	#DIV/0!	3,00	-2%	550,6	500,2	11,0%	-2%
		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração Própria.

O valor da eletricidade precisa atingir R\$ 550,63/MWh para viabilizar o empreendimento, o que não é aceitável para o patamar atual de tarifas promovido no país, tanto as decorrentes do leilão quanto as do PROINFA.

6.1.2. ALTERNATIVA 2:

Neste caso foi incluída estimativa da aplicação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – **REIDI**. A Tabela 16, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 16 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 2

			1	6	11	16	21
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,48	1,77	3,05	4,26	4,55
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>					
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isonção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isonção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isonção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isonção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isonção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	0,90	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	15432	O&M Var. (R\$/MWh)	400				
Investimento (R\$ milhões)	25,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)			510,85				
Tx.Desconto %	13,00	17747	115	659,9	584,4	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	16975	110	610,2	559,5	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)		16204	105	560,5	535,0	5,0%	1%
Payback (anos)	13	15432		510,8	510,8	4,0%	
ICSD mínimo	0,267	14660	95	461,2	487,1	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,267	13889	90	411,5	463,7	2,0%	-2%
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	510,8	581,0	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-10,99	7,00	-2%	510,8	557,9	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-12,65	6,00	-1%	510,8	534,4	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-9,62	5,00		510,8	510,8	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	0,79	4,00	-1%	510,8	486,4	12,0%	-1%
TIR médio (%)	#DIV/0!	3,00	-2%	510,8	461,9	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração Própria.

Mesmo assim, o benefício ainda não é suficiente para tornar a solução competitiva, visto que a tarifa de equilíbrio deve ser de R\$ 510,85/MWh.

6.1.3. ALTERNATIVA 3:

Neste caso foi incluída a receita decorrente da conservação de energia promovida pela reciclagem, da ordem de R\$ 10/MWh – que equivale a 30% do valor médio praticado. A Tabela 17, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 17 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 3:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,48	1,77	3,05	4,26	4,55
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,80	0,89	1,01	1,15	1,32
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	0,90	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	15432	O&M Var. (R\$/MWh)	400				
Investimento (R\$ milhões)	25,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)		343,37		Cada 5% no investimento US\$ / kW			
Tx.Desconto %	13,00	17747	115	492,4	417,6	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	16975	110	442,7	392,2	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)		16204	105	393,1	367,5	5,0%	1%
Payback (anos)	13	15432		343,4	343,4	4,0%	
ICSD mínimo	0,229	14660	95	293,7	319,6	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,229	13889	90	244,0	296,2	2,0%	-2%
Monte Carlo				Cada 1% na tx de juros			
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	343,4	415,3	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-6,63	7,00	2%	343,4	391,4	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-8,01	6,00	1%	343,4	367,8	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-5,04	5,00		343,4	343,4	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	0,79	4,00	-1%	343,4	318,3	12,0%	-1%
TIR médio (%)	3,54%	3,00	-2%	343,4	293,0	11,0%	-2%
				Cada 1 US\$/MMBTu GN			
				Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração própria.

A tarifa de equilíbrio de R\$ 343,37/MWh ainda não é compatível com os valores praticados nos leilões promovidos pelo setor elétrico nos últimos anos.

6.1.4. ALTERNATIVA 4:

Neste caso foi incluída a receita decorrente dos créditos de carbono da conservação de energia promovida pela reciclagem. A Tabela 18, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 18 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 4:

			1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)								
ok	Considera crédito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,48	1,77	3,05	4,26	4,55	
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,80	0,89	1,01	1,15	1,32	
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85		
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,36	0,40	0,61	0,86	0,99	
Simulação tributária								
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>						
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>						
DRANCO - Premissas padrão								
Módulo (MW)	0,90	Reidi			Sim			
Investimento (US\$/kW)	15432	O&M Var. (R\$/MWh)			400			
Investimento (R\$ milhões)	25,00	GN (US\$/MMBTu)			5	FALSO		
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)			30			
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)			10			
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)			10			
Tarifa (R\$/MWh)					255,51			
Tx.Desconto %	13,00							
TIR (%)	13,0%							
VPL (R\$ Milhões)								
Payback (anos)	13							
ICSD mínimo	0,189							
ICSD primeiro	0,189							
Monte Carlo								
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00							
VPL médio (Milhões R\$)	-4,53							
VPL mínimo (Milhões R\$)	-5,91							
VPL máximo (Milhões R\$)	-3,14							
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	0,71							
TIR médio (%)	6,56%							
			Cada 5% no investimento US\$ / kW			Cada 1% na tx de juros		
			17747	115	404,4	330,4	7,0%	3%
			16975	110	354,8	305,1	6,0%	2%
			16204	105	305,1	280,1	5,0%	1%
			15432		255,5	255,5	4,0%	
			14660	95	206,1	231,6	3,0%	-1%
			13889	90	156,7	208,2	2,0%	-2%
			8,00	3%	255,5	329,8	16,0%	3%
			7,00	2%	255,5	305,8	15,0%	2%
			6,00	1%	255,5	281,1	14,0%	1%
			5,00		255,5	255,5	13,0%	
			4,00	-1%	255,5	229,9	12,0%	-1%
			3,00	-2%	255,5	203,2	11,0%	-2%
			Cada 1 US\$/MMBTu GN			Cada 1% na tx de desconto		

Fonte: Elaboração própria.

O acúmulo dos benefícios ainda mantém a tarifa em R\$ 255,51/MWh, valor inviável para o setor.

6.1.5. ALTERNATIVA 5:

Neste caso foram incluídas as isenções de PIS e COFINS sobre a receita. A Tabela 19, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 19 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 5:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,48	1,77	3,05	4,26	4,55
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,80	0,89	1,01	1,15	1,32
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,36	0,40	0,61	0,86	0,99
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,05	0,07	0,10	0,12	
n	Isenção COFINS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,22	0,34	0,47	0,60	
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	0,90	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	15432	O&M Var. (R\$/MWh)	400				
Investimento (R\$ milhões)	25,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)				167,67			
Tx.Desconto %	13,00	17747	115	300,9	235,0	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	16975	110	256,5	212,2	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)	0,00	16204	105	212,1	189,8	5,0%	1%
Payback (anos)	13	15432		167,7	167,6	4,0%	
ICSD mínimo	0,130	14660	95	123,2	145,9	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,130	13889	90	78,8	124,4	2,0%	-2%
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	167,7	236,9	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-4,53	7,00	-2%	167,7	214,5	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-5,91	6,00	-1%	167,7	191,2	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-3,14	5,00		167,7	167,7	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	0,71	4,00	-1%	167,7	143,4	12,0%	-1%
TIR médio (%)	6,56%	3,00	-2%	167,7	118,5	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração Própria.

Neste caso, a eletricidade pode ser comercializada a R\$ 167,67/MWh, valor já considerado viável – ainda que superior aos resultados dos leilões, encontra-se compatível com os valores praticados pelo PROINFA.

6.1.6. ALTERNATIVA 6:

Neste caso foi incluído o benefício de ICMS sobre a energia elétrica, que representa um crédito para o empreendimento. A Tabela 20, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 20 – Simulação Digestão Anaeróbica Alternativa 6:

			1	6	11	16	21
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,48	1,77	3,05	4,26	4,55
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,80	0,89	1,01	1,15	1,32
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,36	0,40	0,61	0,86	0,99
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input checked="" type="checkbox"/>	0,07	0,27	0,46	0,64	0,68
n	Isenção PIS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,04	0,06	0,09	0,11	
n	Isenção COFINS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,18	0,30	0,43	0,56	
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input checked="" type="checkbox"/>	0,23	0,23	0,23	0,23	
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	0,90	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	15432	O&M Var. (R\$/MWh)	400				
Investimento (R\$ milhões)	25,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal próprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh) 74,27		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
Tx.Desconto %	13,00%	17747	115	207,6	141,7	7,0%	3%
TIR (%)	13,00%	16975	110	163,1	118,9	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)		16204	105	118,7	96,4	5,0%	1%
Payback (anos)	13	15432		74,3	74,3	4,0%	
ICSD mínimo	0,054	14660	95	29,8	52,5	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,054	13889	90	-14,6	31,0	2,0%	-2%
Monte Carlo		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	74,3	146,7	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-4,53	7,00	-2%	74,3	123,0	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-5,91	6,00	-1%	74,3	98,9	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-3,14	5,00		74,3	74,3	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	0,71	4,00	-1%	74,3	48,6	12,0%	-1%
TIR médio (%)	6,56%	3,00	-2%	74,3	22,6	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração Própria.

Neste caso, a tarifa de equilíbrio atinge R\$ 74,27/MWh, valor abaixo dos resultados dos leilões realizados nos últimos anos.

6.2. CICLO COMBINADO COM GÁS NATURAL:

Os dados utilizados para simular a viabilidade do empreendimento foram:

Quantidade de material utilizado: 250 t/d

Composição do material: 35% recicláveis, 65% fração orgânica

Rendimento em adubo da fração orgânica: 35%

Produção de metano por tonelada de fração orgânica compostada: 55 m³

Capacidade de processamento de Combustível Derivado de Resíduo (CDR): 150 t/d

Consumo de Gás Natural: 24.000 m³/d

Preço do Gás Natural: US\$ 5/MMBtu

Potência Instalada: 9.570 kW

Fator de capacidade: 85%

Teor de energia nos recicláveis: 3 MWh/t

Teor de carbono na eletricidade: 0,15 tCO₂/MWh

Emissão evitada de metano: variável, de acordo com o waste model do IPCC

Investimento: R\$ 40.000.000,00

O&M: 9% ao ano.

Câmbio: R\$ 1,80/US\$

Taxa de desconto: 13%

Taxa de juros de financiamento do BNDES: 4%

Estrutura capital terceiros sobre capital próprio: 90/10

É preciso ressaltar que esta alternativa tecnológica fundamenta-se na disponibilidade de gás natural, bem como em sua relação de preço – que é diretamente vinculada à do petróleo – o que pode alterar a viabilidade do empreendimento.

As alternativas serão analisadas acumulando os benefícios considerados nas anteriores.

6.2.1. ALTERNATIVA 1:

Neste caso foram consideradas as receitas decorrentes de:

- créditos de carbono das emissões evitadas de metano, da disposição final de lixo coibida, menos as de dióxido de carbono da queima do gás natural e dos plásticos presentes no lixo, equivalentes a R\$ 30/t CO₂ eq;
- tratamento dos resíduos sólidos urbanos a R\$ 10/t, em valor abaixo do que é praticado normalmente nas cidades brasileiras.

A

Tabela 21, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 21 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 1

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,26	0,26	0,63	0,96	1,06
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>					
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Não				
Investimento (US\$/kW)	2222	O&M Var. (R\$/MWh)	61				
Investimento (R\$ milhões)	40,00	GN (US\$/MMBTu)	5 VERDADEIRO				
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh) 215,58		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
Tx.Desconto %	13,00	2555	115	239,5	226,3	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	2444	110	231,6	222,7	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)	0,00	2333	105	223,6	219,1	5,0%	1%
Payback (anos)	13	2222		215,6	215,6	4,0%	
ICSD minimo	0,581	2111	95	207,6	212,1	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,581	2000	90	199,6	208,7	2,0%	-2%
Monte Carlo		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	261,2	224,5	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-23,37	7,00	-2%	246,0	221,6	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-26,21	6,00	-1%	230,8	218,6	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-20,86	5,00		215,6	215,6	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,46	4,00	-1%	200,4	212,4	12,0%	-1%
TIR médio (%)	#DIV/0!	3,00	-2%	185,2	209,2	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração Própria.

O valor da eletricidade precisa atingir R\$ 215,58/MWh para viabilizar o empreendimento, o que não é aceitável para o patamar atual de tarifas promovido no país, tanto as decorrentes do leilão quanto as do PROINFA.

6.2.2. ALTERNATIVA 2:

Neste caso foi incluída estimativa da aplicação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – **REIDI**. A Tabela 22, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 22 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 2

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,26	0,26	0,63	0,96	1,06
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>					
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi		Sim			
Investimento (US\$/kW)	2222	O&M Var. (R\$/MWh)		61			
Investimento (R\$ milhões)	40,00	GN (US\$/MMBTu)		5	VERDADEIRO		
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)		30			
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)		10			
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)		10			
Tarifa (R\$/MWh)							
Tx.Desconto %	13,00						
TIR (%)	13,0%						
VPL (R\$ Milhões)	0,00						
Payback (anos)	13						
ICSD mínimo	0,580						
ICSD primeiro	0,580						
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00						
VPL médio (Milhões R\$)	-21,70						
VPL mínimo (Milhões R\$)	-24,27						
VPL máximo (Milhões R\$)	-18,93						
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,25						
TIR médio (%)	#DIV/0!						
		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
		2555	115	232,5	219,7	7,0%	3%
		2444	110	224,8	216,2	6,0%	2%
		2333	105	217,1	212,8	5,0%	1%
		2222		209,4	209,4	4,0%	
		2111	95	201,8	206,1	3,0%	-1%
		2000	90	194,1	202,8	2,0%	-2%
		8,00	-3%	255,0	218,1	16,0%	3%
		7,00	-2%	239,8	215,3	15,0%	2%
		6,00	-1%	224,6	212,4	14,0%	1%
		5,00		209,4	209,4	13,0%	
		4,00	-1%	194,2	206,4	12,0%	-1%
		3,00	-2%	179,0	203,3	11,0%	-2%
		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração Própria.

Mesmo assim, o benefício ainda não é suficiente para tornar a solução competitiva, visto que a tarifa de equilíbrio deve ser de R\$209,43/MWh.

6.2.3. ALTERNATIVA 3:

Neste caso foi incluída a receita decorrente da conservação de energia promovida pela reciclagem, da ordem de R\$10/MWh – que equivale a 30% do valor médio praticado. A Tabela 23, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 23 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 3:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,26	0,26	0,63	0,96	1,06
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,75	0,85	0,96	1,09	1,25
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	2222	O&M Var. (R\$/MWh)	61				
Investimento (R\$ milhões)	40,00	GN (US\$/MMBTu)	5 VERDADEIRO				
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh) 194,15		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
Tx.Desconto %	13,00	2555	115	217,2	204,4	7,0% 3%	
TIR (%)	13,0%	2444	110	209,5	201,0	6,0% 2%	
VPL (R\$ Milhões)	0,00	2333	105	201,8	197,5	5,0% 1%	
Payback (anos)	13	2222		194,1	194,1	4,0%	
ICSD mínimo	0,564	2111	95	186,5	190,8	3,0% -1%	
ICSD primeiro	0,564	2000	90	178,8	187,6	2,0% -2%	
Monte Carlo		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	239,7	203,0	16,0% 3%	
VPL médio (Milhões R\$)	-16,74	7,00	-2%	224,5	200,1	15,0% 2%	
VPL mínimo (Milhões R\$)	-19,25	6,00	-1%	209,3	197,2	14,0% 1%	
VPL máximo (Milhões R\$)	-14,55	5,00		194,1	194,1	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,36	4,00	-1%	179,0	191,0	12,0% -1%	
TIR médio (%)	#DIV/0!	3,00	-2%	163,8	187,9	11,0% -2%	

Fonte: Elaboração própria.

A tarifa de equilíbrio de R\$194,15/MWh ainda não é compatível com os valores praticados nos leilões promovidos pelo setor elétrico nos últimos anos.

6.2.4. ALTERNATIVA 4:

Neste caso foi incluída a receita decorrente dos créditos de carbono da conservação de energia promovida pela reciclagem. A Tabela 24, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 24 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 4:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,26	0,26	0,63	0,96	1,06
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,75	0,85	0,96	1,09	1,25
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,34	0,38	0,57	0,81	0,93
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi				Sim	
Investimento (US\$/kW)	2222	O&M Var. (R\$/MWh)				61	
Investimento (R\$ milhões)	40,00	GN (US\$/MMBTu)				5 VERDADEIRO	
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)				30	
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)				10	
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)				10	
Tarifa (R\$/MWh)							
Tarifa	186,00						
Tx.Desconto %	13,00						
TIR (%)	13,0%						
VPL (R\$ Milhões)							
Payback (anos)	13						
ICSD mínimo	0,546						
ICSD primeiro	0,546						
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00						
VPL médio (Milhões R\$)	-14,44						
VPL mínimo (Milhões R\$)	-16,93						
VPL máximo (Milhões R\$)	-11,73						
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,34						
TIR médio (%)	#DIV/0!						
		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
		2555	115	209,0	196,3	7,0% 3%	
		2444	110	201,4	192,8	6,0% 2%	
		2333	105	193,7	189,4	5,0% 1%	
		2222		186,0	186,0	4,0% 0%	
		2111	95	178,3	182,7	3,0% -1%	
		2000	90	170,6	179,4	2,0% -2%	
		8,00	-3%	231,6	195,2	16,0% 3%	
		7,00	-2%	216,4	192,2	15,0% 2%	
		6,00	-1%	201,2	189,1	14,0% 1%	
		5,00		186,0	186,0	13,0% 0%	
		4,00	-1%	170,8	182,8	12,0% -1%	
		3,00	-2%	155,6	179,5	11,0% -2%	
		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração própria.

O acúmulo dos benefícios ainda mantém a tarifa em R\$186,00/MWh, valor inviável para o setor.

6.2.5. ALTERNATIVA 5:

Neste caso foram incluídas as isenções de PIS e COFINS sobre a receita. A Tabela 25, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 25 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 5:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,26	0,26	0,63	0,96	1,06
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,75	0,85	0,96	1,09	1,25
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,34	0,38	0,57	0,81	0,93
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,18	0,18	0,19	0,20	
n	Isenção COFINS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,88	0,89	0,95	1,00	
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	2222	O&M Var. (R\$/MWh)	61				
Investimento (R\$ milhões)	40,00	GN (US\$/MMBTu)	5 VERDADEIRO				
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)							
Tx.Desconto %	13,00	2555	115	185,0	173,5	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	2444	110	178,1	170,4	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)	0,00	2333	105	171,2	167,3	5,0%	1%
Payback (anos)	13	2222		164,2	164,2	4,0%	
ICSD mínimo	0,540	2111	95	157,3	161,3	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,540	2000	90	150,4	158,3	2,0%	-2%
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	205,3	172,6	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-8,95	7,00	2%	191,6	169,9	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-11,38	6,00	1%	177,9	167,1	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-6,42	5,00		164,2	164,2	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,25	4,00	-1%	150,6	161,3	12,0%	-1%
TIR médio (%)	2,48%	3,00	-2%	136,9	158,3	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração Própria.

Neste caso, a eletricidade pode ser comercializada a R\$164,24/MWh, valor já considerado viável – ainda que superior aos resultados dos leilões, encontra-se compatível com os valores praticados pelo PROINFA.

6.2.6. ALTERNATIVA 6:

Neste caso foi incluído o benefício de ICMS sobre a energia elétrica, que representa um crédito para o empreendimento. A Tabela 26, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 26 – Simulação Ciclo Combinado com Gás Natural Alternativa 6:

			1	6	11	16	21
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,26	0,26	0,63	0,96	1,06
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,75	0,85	0,96	1,09	1,25
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,34	0,38	0,57	0,81	0,93
Simulação tributária							
n	Iseção ICMS / ISS sobre CDC	<input checked="" type="checkbox"/>	0,04	0,04	0,09	0,14	0,16
n	Iseção PIS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,14	0,14	0,15	0,16	
n	Iseção COFINS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,68	0,69	0,74	0,80	
n	Iseção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Iseção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input checked="" type="checkbox"/>	2,39	2,39	2,39	2,39	
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi			Sim		
Investimento (US\$/kW)	2222	O&M Var. (R\$/MWh)			61		
Investimento (R\$ milhões)	40,00	GN (US\$/MMBTu)			5	VERDADEIRO	
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)			30		
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)			10		
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)			10		
Tarifa (R\$/MWh)			Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros		
Tarifa (R\$/MWh)	120,57	2555	115	141,3	129,8	7,0%	3%
Tx.Desconto %	13,00	2444	110	134,4	126,7	6,0%	2%
TIR (%)	13,0%	2333	105	127,5	123,6	5,0%	1%
VPL (R\$ Milhões)	0,00	2222		120,6	120,6	4,0%	
Payback (anos)	14	2111	95	113,7	117,6	3,0%	-1%
ICSD minimo	0,536	2000	90	106,7	114,6	2,0%	-2%
ICSD primeiro	0,536						
Monte Carlo			Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto		
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	161,6	129,0	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	2,34	7,00	2%	147,9	126,3	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	0,60	6,00	1%	134,2	123,5	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	4,04	5,00		120,6	120,6	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	0,99	4,00	-1%	106,9	117,6	12,0%	-1%
TIR médio (%)	16,48%	3,00	-2%	93,2	114,5	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração Própria.

Neste caso, a tarifa de equilíbrio atinge R\$ 120,57/MWh, valor abaixo dos resultados dos leilões realizados nos últimos anos.

6.3. CICLO COMBINADO COM BIOGÁS DE ATERRO:

Os dados utilizados para simular a viabilidade do empreendimento foram:

Quantidade de material utilizado: 250 t/d

Composição do material: 35% recicláveis, 65% fração orgânica

Capacidade de processamento de Combustível Derivado de Resíduo (CDR): 150 t/d

Consumo de metano do Biogás: 24.000 m³/d

Potência Instalada: 9.570 kW

Fator de capacidade: 85%

Teor de energia nos recicláveis: 3 MWh/t

Teor de carbono na eletricidade: 0,15 tCO₂/MWh

Emissão evitada de metano: variável, de acordo com o waste model do IPCC

Investimento: R\$ 60.000.000,00

O&M: 9% ao ano.

Câmbio: R\$ 1,80/US\$

Taxa de desconto: 13%

Taxa de juros de financiamento do BNDES: 4%

Estrutura capital terceiros sobre capital próprio: 90/10

Cabe ressaltar que esta configuração tecnológica está fundamentada na oferta de biogás de um aterro existente – empreendimento que, nas últimas três décadas no Brasil, não priorizou, em sua construção, as condições técnicas para aproveitamento do gás. Assim, o risco da oferta potencial não ser realizada, para os aterros existentes, é grande – o que requer prospecções para identificação das condições reais.

As alternativas serão analisadas acumulando os benefícios considerados nas anteriores.

6.3.1. ALTERNATIVA 1:

Neste caso foram consideradas as receitas decorrentes de:

- créditos de carbono das emissões evitadas de metano, da disposição final de lixo coibida e do biogás consumido, e de dióxido de carbono, da eletricidade renovável gerada por substituir a que seria disponibilizada na rede, equivalentes a R\$ 30/t CO₂ eq;
- tratamento dos resíduos sólidos urbanos a R\$ 10/t, em valor abaixo do que é praticado normalmente nas cidades brasileiras.

A Tabela 27, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 27 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 1

		1	6	11	16	21
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)						
ok	Considera crédito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	2,38	2,94	4,20	5,42
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>				
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>				
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>				
Simulação tributária						
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>				
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>				
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>				
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>				
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>				
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>				
DRANCO - Premissas padrão						
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Não			
Investimento (US\$/kW)	3334	O&M Var. (R\$/MWh)	95			
Investimento (R\$ milhões)	60,00	GN (US\$/MMBTu)	5 <small>FALSO</small>			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30			
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10			
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10			
Tarifa (R\$/MWh) 176,63		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros		
Tx.Desconto %	13,00	3834	115	212,6	192,7	7,0% 3%
TIR (%)	13,0%	3667	110	200,6	187,3	6,0% 2%
VPL (R\$ Milhões)		3501	105	188,6	181,9	5,0% 1%
Payback (anos)	13	3334		176,6	176,6	4,0% 0%
ICSD mínimo	0,527	3167	95	164,6	171,4	3,0% -1%
ICSD primeiro	0,527	3001	90	152,7	166,3	2,0% -2%
Monte Carlo		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto		
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	176,6	191,2	16,0% 3%
VPL médio (Milhões R\$)	-12,28	7,00	-2%	176,6	186,4	15,0% 2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-16,16	6,00	-1%	176,6	181,6	14,0% 1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-8,96	5,00		176,6	176,6	13,0% 0%
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,97	4,00	-1%	176,6	171,5	12,0% -1%
TIR médio (%)	3,52%	3,00	-2%	176,6	166,3	11,0% -2%

Fonte: Elaboração Própria.

O valor da eletricidade precisa atingir R\$176,63/MWh para viabilizar o empreendimento, o que não é aceitável para o patamar atual de tarifas promovido no país, tanto as decorrentes do leilão quanto as do PROINFA.

6.3.2. ALTERNATIVA 2:

Neste caso foi incluída estimativa da aplicação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – **REIDI**. A Tabela 28, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 28 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 2

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	2,38	2,94	4,20	5,42	5,52
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>					
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi		Sim			
Investimento (US\$/kW)	3334	O&M Var. (R\$/MWh)		95			
Investimento (R\$ milhões)	60,00	GN (US\$/MMBTu)		5	FALSO		
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)		30			
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)		10			
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)		10			
Tarifa (R\$/MWh)							
Tx.Desconto %	13,00	Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
TIR (%)	13,0%	3834	115	202,0	182,9	7,0%	3%
VPL (R\$ Milhões)	0,00	3667	110	190,4	177,6	6,0%	2%
Payback (anos)	13	3501	105	178,9	172,5	5,0%	1%
ICSD mínimo	0,524	3334		167,4	167,4	4,0%	
ICSD primeiro	0,524	3167	95	155,9	162,4	3,0%	-1%
		3001	90	144,4	157,5	2,0%	-2%
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	167,4	181,4	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-9,73	7,00	2%	167,4	176,9	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-13,17	6,00	1%	167,4	172,2	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-6,63	5,00		167,4	167,4	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,80	4,00	-1%	167,4	162,5	12,0%	-1%
TIR médio (%)	5,05%	3,00	-2%	167,4	157,4	11,0%	-2%
		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração Própria.

Mesmo assim, o benefício ainda não é suficiente para tornar a solução competitiva, visto que a tarifa de equilíbrio deve ser de R\$167,40/MWh, mas já consegue atingir os valores propostos pelo PROINFA.

6.3.3. ALTERNATIVA 3:

Neste caso foi incluída a receita decorrente da conservação de energia promovida pela reciclagem, da ordem de R\$10/MWh – que equivale a 30% do valor médio praticado. A Tabela 29, mostra os dados descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 29 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 3:

		1	6	11	16	21		
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)								
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	2,38	2,94	4,20	5,42	5,52	
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>						
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,75	0,85	0,96	1,09	1,25	
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85		
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>						
Simulação tributária								
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>						
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>						
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>						
DRANCO - Premissas padrão								
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Sim					
Investimento (US\$/kW)	3334	O&M Var. (R\$/MWh)	95					
Investimento (R\$ milhões)	60,00	GN (US\$/MMBTu)	5 <small>FALSO</small>					
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30					
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10					
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10					
Tarifa (R\$/MWh)		152,11						
Tx.Desconto %	13,00							
TIR (%)	13,0%							
VPL (R\$ Milhões)	0,00							
Payback (anos)	13							
ICSD mínimo	0,513							
ICSD primeiro	0,513							
Monte Carlo								
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00							
VPL médio (Milhões R\$)	-6,12							
VPL mínimo (Milhões R\$)	-9,63							
VPL máximo (Milhões R\$)	-3,11							
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,77							
TIR médio (%)	7,87%							
			Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
			3834	115	186,7	167,7	7,0%	3%
			3667	110	175,2	162,3	6,0%	2%
			3501	105	163,6	157,2	5,0%	1%
			3334		152,1	152,1	4,0%	
			3167	95	140,6	147,1	3,0%	-1%
			3001	90	129,1	142,2	2,0%	-2%

			8,00	-3%	152,1	166,4	16,0%	3%
			7,00	-2%	152,1	161,8	15,0%	2%
			6,00	-1%	152,1	157,0	14,0%	1%
			5,00		152,1	152,1	13,0%	
			4,00	-1%	152,1	147,1	12,0%	-1%
			3,00	-2%	152,1	142,0	11,0%	-2%

			Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração própria.

A tarifa de equilíbrio de R\$152,11/MWh ainda não é compatível com os valores praticados nos leilões promovidos pelo setor elétrico nos últimos anos, mas mantém-se abaixo do proposto pelo PROINFA.

6.3.4. ALTERNATIVA 4:

Neste caso foi incluída a receita decorrente dos créditos de carbono da conservação de energia promovida pela reciclagem. A Tabela 30, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 30 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 4:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	2,38	2,94	4,20	5,42	5,52
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,75	0,85	0,96	1,09	1,25
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,34	0,38	0,57	0,81	0,93
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	3334	O&M Var. (R\$/MWh)	95				
Investimento (R\$ milhões)	60,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)		143,96					
Tx.Desconto %	13,00						
TIR (%)	13,0%						
VPL (R\$ Milhões)							
Payback (anos)	13						
ICSD mínimo	0,501						
ICSD primeiro	0,501						
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00						
VPL médio (Milhões R\$)	-4,32						
VPL mínimo (Milhões R\$)	-7,50						
VPL máximo (Milhões R\$)	-1,14						
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,73						
TIR médio (%)	9,42%						
		Cada 5% no investimento US\$ / kW			Cada 1% na tx de juros		
		3834 115	178,5	159,7	7,0%	3%	
		3667 110	167,0	154,2	6,0%	2%	
		3501 105	155,5	149,0	5,0%	1%	
		3334	144,0	144,0	4,0%		
		3167 95	132,4	139,0	3,0%	-1%	
		3001 90	120,9	134,1	2,0%	-2%	
		8,00 -3%	144,0	158,6	16,0%	3%	
		7,00 -2%	144,0	153,8	15,0%	2%	
		6,00 -1%	144,0	149,0	14,0%	1%	
		5,00	144,0	144,0	13,0%		
		4,00 -1%	144,0	138,8	12,0%	-1%	
		3,00 -2%	144,0	133,7	11,0%	-2%	
		Cada 1 US\$/MMBTu GN			Cada 1% na tx de desconto		

Fonte: Elaboração própria.

O acúmulo dos benefícios ainda mantém a tarifa em R\$143,96/MWh, praticamente igual ao custo marginal de expansão dos leilões promovidos pelo setor elétrico (R\$ 140,00), à exceção do Rio Madeira.

6.3.5. ALTERNATIVA 5:

Neste caso foram incluídas as isenções de PIS e COFINS sobre a receita. A Tabela 31, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 31 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Aterro Alternativa 5:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	2,38	2,94	4,20	5,42	5,52
n	Considera adubo	<input type="checkbox"/>					
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,75	0,85	0,96	1,09	1,25
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-0,85	-0,85	-0,85	-0,85	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	0,34	0,38	0,57	0,81	0,93
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,17	0,19	0,21	0,24	
n	Isenção COFINS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,85	0,91	1,04	1,17	
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	3334	O&M Var. (R\$/MWh)	95				
Investimento (R\$ milhões)	60,00	GN (US\$/MMBTu)	5 <small>FALSO</small>				
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)		121,24					
Tx.Desconto %	13,00%	3834	115	152,3	135,6	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	3667	110	142,0	130,6	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)		3501	105	131,6	125,8	5,0%	1%
Payback (anos)	13	3334		121,2	121,2	4,0%	
ICSD mínimo	0,489	3167	95	110,9	116,8	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,489	3001	90	100,5	112,3	2,0%	-2%
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	121,2	134,6	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	1,24	7,00	2%	121,2	130,3	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-1,51	6,00	1%	121,2	125,8	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	3,89	5,00		121,2	121,2	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	1,48	4,00	-1%	121,2	116,5	12,0%	-1%
TIR médio (%)	14,18%	3,00	-2%	121,2	111,9	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração Própria.

Neste caso, a eletricidade pode ser comercializada a R\$121,24/MWh, valor já considerado viável perante os resultados dos leilões.

Neste caso, a tarifa de equilíbrio atinge R\$69,73/MWh, valor abaixo dos resultados dos leilões realizados nos últimos anos.

6.4. CICLO COMBINADO COM BIOGÁS DE DIGESTÃO ANAERÓBICA:

Os dados utilizados para simular a viabilidade do empreendimento foram:

Quantidade de material utilizado: 900 t/d

Composição do material: 35% recicláveis, 65% fração orgânica

Rendimento em adubo da fração orgânica: 35%

Produção de metano por tonelada de fração orgânica compostada: 55 m³

Capacidade de processamento de fração orgânica da usina: 450 t/d

Capacidade de processamento de Combustível Derivado de Resíduo (CDR): 150 t/d

Potência Instalada: 9.570 kW

Fator de capacidade: 85%

Teor de energia nos recicláveis: 3 MWh/t

Teor de carbono na eletricidade: 0,15 tCO₂/MWh

Emissão evitada de metano: variável, de acordo com o waste model do IPCC

Investimento: R\$ 100.000.000,00

O&M: 9% ao ano.

Câmbio: R\$ 1,80/US\$

Taxa de desconto: 13%

Taxa de juros de financiamento do BNDES: 4%

Estrutura capital terceiros sobre capital próprio: 90/10

As alternativas serão analisadas acumulando os benefícios considerados nas anteriores.

6.4.1. ALTERNATIVA 1:

Neste caso foram consideradas as receitas decorrentes de:

- - créditos de carbono das emissões evitadas de metano, da disposição final de lixo coibida, e de dióxido de carbono, da eletricidade renovável gerada por substituir a que seria disponibilizada na rede, equivalentes a R\$ 30/t CO₂ eq;
- - comercialização do adubo a R\$ 10/t – ainda que o fertilizante químico atinja R\$ 500/t, não foi possível verificar o valor que este produto pode obter, seja pela capacidade de substituir aquele e pelo aumento de oferta que representará;
- - tratamento dos resíduos sólidos urbanos a R\$ 10/t, em valor abaixo do que é praticado normalmente nas cidades brasileiras.

A

Tabela 33, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 33 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 1

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,79	4,14	7,22	10,02	10,63
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>					
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Não				
Investimento (US\$/kW)	5556	O&M Var. (R\$/MWh)	159				
Investimento (R\$ milhões)	100,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)		262,59					
Tx.Desconto %	13,00	6389	115	322,1	291,1	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	6112	110	302,2	281,3	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)		5834	105	282,4	271,9	5,0%	1%
Payback (anos)	13	5556		262,6	262,6	4,0%	
ICSD minimo	0,421	5278	95	242,8	253,5	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,421	5000	90	222,9	245,0	2,0%	-2%
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	262,6	288,7	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-38,91	7,00	2%	262,6	280,0	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-45,49	6,00	1%	262,6	271,2	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-32,99	5,00		262,6	262,6	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	3,47	4,00	-1%	262,6	253,8	12,0%	-1%
TIR médio (%)	#DIV/0!	3,00	-2%	262,6	244,9	11,0%	-2%
		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração Própria.

O valor da eletricidade precisa atingir R\$262,59/MWh para viabilizar o empreendimento, o que não é aceitável para o patamar atual de tarifas promovido no país, tanto as decorrentes do leilão quanto as do PROINFA.

6.4.2. ALTERNATIVA 2:

Neste caso foi incluída o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – **REIDI**. A Tabela 34, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 34 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 2

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,79	4,14	7,22	10,02	10,63
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69
n	Considera conservação	<input type="checkbox"/>					
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi		Sim			
Investimento (US\$/kW)	5556	O&M Var. (R\$/MWh)		159			
Investimento (R\$ milhões)	100,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)				Cada 5% no investimento US\$ / kW			
Tarifa	247,32					Cada 1% na tx de juros	
Tx.Desconto %	13,00	6389	115	304,5	274,8	7,0% 3%	
TIR (%)	13,0%	6112	110	285,4	265,3	6,0% 2%	
VPL (R\$ Milhões)		5834	105	266,4	256,2	5,0% 1%	
Payback (anos)	13	5556		247,3	247,3	4,0%	
ICSD mínimo	0,411	5278	95	228,3	238,6	3,0% -1%	
ICSD primeiro	0,411	5000	90	209,2	230,3	2,0% -2%	
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	247,3	272,4	16,0% 3%	
VPL médio (Milhões R\$)	-34,01	7,00	-2%	247,3	264,1	15,0% 2%	
VPL mínimo (Milhões R\$)	-39,41	6,00	-1%	247,3	255,6	14,0% 1%	
VPL máximo (Milhões R\$)	-28,39	5,00		247,3	247,3	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	3,11	4,00	-1%	247,3	238,8	12,0% -1%	
TIR médio (%)	#NÚM!	3,00	-2%	247,3	230,3	11,0% -2%	
				Cada 1 US\$/MMBTu GN			
				Cada 1% na tx de desconto			

Fonte: Elaboração Própria.

Mesmo assim, o benefício ainda não é suficiente para tornar a solução competitiva, visto que a tarifa de equilíbrio deve ser de R\$247,32/MWh.

6.4.3. ALTERNATIVA 3:

Neste caso foi incluída a receita decorrente da conservação de energia promovida pela reciclagem, da ordem de R\$10/MWh – que equivale a 30% do valor médio praticado. A Tabela 35, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 35 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 3:

		1	6	11	16	21	
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,79	4,14	7,22	10,02	10,63
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	2,37	2,67	3,03	3,47	4,00
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20	
n	CDC sobre conservação	<input type="checkbox"/>					
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	5556	O&M Var. (R\$/MWh)	159				
Investimento (R\$ milhões)	100,00	GN (US\$/MMBTu)	5	FALSO			
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh) 199,31		Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros			
Tx.Desconto %	13,00	6389	115	256,5	227,1	7,0%	3%
TIR (%)	13,0%	6112	110	237,4	217,6	6,0%	2%
VPL (R\$ Milhões)		5834	105	218,4	208,2	5,0%	1%
Payback (anos)	13	5556		199,3	199,3	4,0%	
ICSD mínimo	0,380	5278	95	180,3	190,5	3,0%	-1%
ICSD primeiro	0,380	5000	90	161,2	181,9	2,0%	-2%
Monte Carlo		Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto			
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	-3%	199,3	224,8	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-21,01	7,00	-2%	199,3	216,2	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-27,17	6,00	-1%	199,3	207,9	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-15,82	5,00		199,3	199,3	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	2,99	4,00	-1%	199,3	190,6	12,0%	-1%
TIR médio (%)	4,24%	3,00	-2%	199,3	181,9	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração própria.

A tarifa de equilíbrio de R\$199,31/MWh ainda não é compatível com os valores praticados nos leilões promovidos pelo setor elétrico nos últimos anos.

6.4.4. ALTERNATIVA 4:

Neste caso foi incluída a receita decorrente dos créditos de carbono da conservação de energia promovida pela reciclagem. A Tabela 36, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 36 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 4:

			1	6	11	16	21
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,79	4,14	7,22	10,02	10,63
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	2,37	2,67	3,03	3,47	4,00
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	1,07	1,20	1,82	2,60	3,00
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção COFINS receita	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi	Sim				
Investimento (US\$/kW)	5556	O&M Var. (R\$/MWh)	159				
Investimento (R\$ milhões)	100,00	GN (US\$/MMBTu)	5 FALSO				
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)	30				
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)	10				
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)	10				
Tarifa (R\$/MWh)			Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros		
Tarifa (R\$/MWh)	173,94	6389	115	231,1	202,0	7,0%	3%
Tx.Desconto %	13,00	6112	110	212,0	192,5	6,0%	2%
TIR (%)	13,0%	5834	105	193,0	183,2	5,0%	1%
VPL (R\$ Milhões)		5556		173,9	173,9	4,0%	
Payback (anos)	13	5278	95	155,0	165,1	3,0%	-1%
ICSD minimo	0,349	5000	90	136,1	156,5	2,0%	-2%
ICSD primeiro	0,349						
Monte Carlo			Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto		
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00	8,00	3%	173,9	200,0	16,0%	3%
VPL médio (Milhões R\$)	-14,63	7,00	2%	173,9	191,4	15,0%	2%
VPL mínimo (Milhões R\$)	-20,14	6,00	1%	173,9	182,8	14,0%	1%
VPL máximo (Milhões R\$)	-9,27	5,00		173,9	173,9	13,0%	
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	3,04	4,00	-1%	173,9	165,2	12,0%	-1%
TIR médio (%)	6,92%	3,00	-2%	173,9	156,1	11,0%	-2%

Fonte: Elaboração própria.

O acúmulo dos benefícios ainda mantém a tarifa em R\$173,94/MWh, valor inviável para o setor, mas que poderia ser aceito pelo PROINFA.

6.4.5. ALTERNATIVA 5:

Neste caso foram incluídas as isenções de PIS e COFINS sobre a receita. A Tabela 37, a seguir, mostra os dados acima descritos e o valor da eletricidade para equilibrar o empreendimento.

Tabela 37 – Simulação Ciclo Combinado com Biogás de Digestão Anaeróbica Alternativa 5:

			1	6	11	16	21
Simulação de receitas adicionais (R\$ milhões)							
ok	Considera credito de carbono	<input checked="" type="checkbox"/>	0,79	4,14	7,22	10,02	10,63
ok	Considera adubo	<input checked="" type="checkbox"/>	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69
n	Considera conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	2,37	2,67	3,03	3,47	4,00
ok	Considera receita tratamento RSU	<input checked="" type="checkbox"/>	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20	
n	CDC sobre conservação	<input checked="" type="checkbox"/>	1,07	1,20	1,82	2,60	3,00
Simulação tributária							
n	Isenção ICMS / ISS sobre CDC	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção PIS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	0,22	0,28	0,35	0,42	
n	Isenção COFINS receita	<input checked="" type="checkbox"/>	1,06	1,37	1,71	2,04	
n	Isenção IR	<input type="checkbox"/>					
n	Isenção CSLL	<input type="checkbox"/>					
n	Benefício do ICMS sobre EE	<input type="checkbox"/>					
DRANCO - Premissas padrão							
Módulo (MW)	10,00	Reidi			Sim		
Investimento (US\$/kW)	5556	O&M Var. (R\$/MWh)			159		
Investimento (R\$ milhões)	100,00	GN (US\$/MMBTu)			5	FALSO	
Tx de desconto %	13%	CDC inicial (R\$/ tCO2)			30		
Taxa de juros financiamento - BNDES	4%	Adubo (R\$ / ton)			10		
Estrutura Ktal terceiros / Ktal proprio	90/10	Trata Lixo (R\$ / ton)			10		
Tarifa (R\$/MWh)							
Tarifa (R\$/MWh)	140,56						
Tx.Desconto %	13,00						
TIR (%)	13,0%						
VPL (R\$ Milhões)							
Payback (anos)	13						
ICSD mínimo	0,310						
ICSD primeiro	0,310						
Monte Carlo							
Tarifa Venda (R\$ / MWh)	140,00						
VPL médio (Milhões R\$)	-5,97						
VPL mínimo (Milhões R\$)	-11,52						
VPL máximo (Milhões R\$)	-1,10						
Desvio padrão - VPL (Milhões R\$)	2,87						
TIR médio (%)	10,42%						
			Cada 5% no investimento US\$ / kW		Cada 1% na tx de juros		
			6389	115	191,7	165,8	7,0%
			6112	110	174,6	157,2	6,0%
			5834	105	157,6	148,8	5,0%
			5556		140,6	140,6	4,0%
			5278	95	123,5	132,4	3,0%
			5000	90	106,5	124,6	2,0%
			8,00	-3%	140,6	164,3	16,0%
			7,00	-2%	140,6	156,6	15,0%
			6,00	-1%	140,6	148,5	14,0%
			5,00		140,6	140,6	13,0%
			4,00	-1%	140,6	132,4	12,0%
			3,00	-2%	140,6	124,0	11,0%
			Cada 1 US\$/MMBTu GN		Cada 1% na tx de desconto		

Fonte: Elaboração Própria.

Neste caso, a eletricidade pode ser comercializada a R\$140,56/MWh, valor já considerado viável – ainda que pouco superior aos resultados dos leilões.

Neste caso, a tarifa de equilíbrio atinge R\$86,74/MWh, valor abaixo dos resultados dos leilões realizados nos últimos anos.

Fica claro que todas as alternativas tecnológicas avaliadas precisam dos benefícios de acesso ao REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – e à isenção de PIS e COFINS sobre a receita para serem consideradas viáveis. Em alguns casos, também é necessário o benefício do ICMS sobre a Energia Elétrica.

É importante ressaltar que as receitas dos serviços correlatos prestados – tratamento de resíduos, conservação de energia, créditos de carbono dos diversos tipos de emissões evitadas no decorrer do empreendimento e, quando disponível, da comercialização do adubo – poderiam ter sido maiores e, assim, tornarem-se suficientes para viabilizar os empreendimentos. Entretanto, a incerteza sobre os custos de transação para obter o aumento destas receitas é grande – ao menos, no momento – e a prudência recomenda diluir os riscos, sobretudo os referentes a segmentos econômicos não diretamente afeitos à questão energética. Neste sentido, para pleitear maiores valores para o adubo, para o tratamento do lixo e para os créditos de carbono será necessário desenvolver estudos e gestões específicas. No caso da conservação de energia, cuja decisão sobre os projetos que poderão contar com aplicação dos recursos obrigatoriamente alocados para eficiência energética é da ANEEL, a gestão terá como desafio a alteração do interesse das distribuidoras – que são as responsáveis pela proposição dos projetos.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE:

As alterações que podem ocorrer na tarifa de equilíbrio, em todas as alternativas analisadas, caso os dados de entrada variem estão apresentados na Tabela 39, a seguir.

Tabela 39 – Análise de Sensibilidade dos dados de entrada (R\$/MWh)

VARIAÇÃO NOS PARÂMETROS	DRANCO	CCO GN	CCO BG	CCO DRANCO
1% na Taxa de Juros ou na Taxa de Descontos	25,00	4,00	5,00	9,00
5% no Investimento	50,00	8,00	12,00	20,00

Fonte: Elaboração Própria.

A análise de sensibilidade permite verificar que a tecnologia DRANCO é a mais sensível à variação dos dados de entrada, seguida do Ciclo Combinado com Biogás da Digestão Anaeróbica, deste com biogás de aterro e da opção com gás natural. Em termos proporcionais, todas mantêm uma relação de aproximadamente duas vezes entre os efeitos da variação de 5% no investimento sobre as demais variações avaliadas.

Estes resultados demonstram que, caso o ganho de escala da produção de equipamentos para construção de usinas com estas tecnologias seja transferido para a redução de investimento das usinas, pode vir a representar significativo benefício para a tarifa de equilíbrio. O principal estímulo para que seja atingida esta situação é a garantia de uma parcela da expansão do setor energético ser realizada com base neste segmento.

7. Considerações Finais

As fontes renováveis, em especial o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos (RSU) no horizonte de 2030, período onde se enquadram os estudos do PNE, podem ser alternativas adicionais de atendimento energético. Os relatórios anteriores permitiram identificar as alternativas tecnológicas e analisar a potencialidade energética desta fonte no país, incluindo o potencial de geração de eletricidade a partir do RSU e o potencial de conservação de energia decorrente da reciclagem.

Conforme apresentado, existem algumas modalidades de fomento que podem viabilizar a penetração destas fontes, cada qual com vantagens e desvantagens associadas.

Uma análise mais detalhada sobre algumas tecnologias, à luz do marco regulatório brasileiro, observou suas economicidades para fins de diretrizes de política energética – ainda que não tenha sido possível hierarquizar as tecnologias por cidade, como era inicialmente pretendido, por falta de dados. Esta análise mostrou a criação de nichos de mercado para a geração distribuída com resíduos sólidos urbanos.

Cabe ressaltar que as receitas adicionais foram utilizadas de maneira conservadora. Os valores considerados foram: tratamento do lixo a R\$ 10/t, cerca de 40% da média praticada no país; conservação de energia a R\$ 10/MWh, cerca de 30% da média praticada no país na última década; créditos de carbono a R\$ 30/t CO₂ eq, cerca de 80% do valor praticado no leilão internacional de setembro de 2007, mas que tende a aumentar dada a restrição de emissões que ocorrerá entre 2008 e 2012, ainda no âmbito do primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto, assim como pelos efeitos das negociações para o período posterior – em que o compromisso europeu estabelece multas de €100/tCO₂ eq não cumprida; adubo a R\$ 10/t, quando disponibilizado, cerca de 2% do valor praticado no mercado de fertilizantes químicos – por conta da necessidade de investigação sobre a capacidade de substituição entre ambos, assim como pelo efeito do aumento de oferta, caso a substituição seja possível.

Os mecanismos regulatórios analisados foram o Regime de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - **REIDI**, isenção de PIS e COFINS sobre a receita, benefício do ICMS sobre a Energia Elétrica e sobre os Créditos de Carbono.

A Tabela 40 a seguir consolida os resultados da análise de viabilidade das tecnologias, apresentando as tarifas de equilíbrio para cada uma das alternativas consideradas.

Tabela 40 – Síntese dos Resultados da TEQ (R\$/MWh)

Alternativas	Digestão Anaeróbica	Ciclo combinado com Gás Natural (sem prod. adubo)	Ciclo combinado c/ Biogás de aterro (sem prod. adubo)	Ciclo combinado c/ Biogás de Digestão Anaeróbica
1 Créditos Carbono sobre Metano Evitado e Eletricidade substituída, Comercialização do adubo, Receita Tratamento do RSU	550,63	215,58	176,63	262,59
2 + Regime Especial Infraestrutura - REIDI	510,85	209,43	167,40	247,32
3 + Receita Conservação de Energia	343,47	194,15	152,11	199,31
4 + Créditos Carbono devido à Conservação de Energia	255,51	186,00	143,96	173,94
5 Isenções de PIS e COFINS	167,67	164,24	121,24	140,56
6 Benefício de ICMS	74,27	120,57	69,73	86,74

Fonte: Elaboração Própria.

Pode-se observar da tabela anterior que, no caso de contar somente com o REIDI e as receitas adicionais, as tarifas de equilíbrio atingiram os seguintes resultados: R\$ 255,51/MWh para a Digestão Anaeróbica, R\$ 186,00/MWh para o Ciclo Combinado com Gás Natural, R\$ 143,96/MWh para o Ciclo Combinado com Biogás de Aterro e R\$ 173,94/MWh para o Ciclo Combinado com Biogás da Digestão Anaeróbica. Neste caso, o Ciclo Combinado com Biogás de Aterro fica pouco acima do custo marginal de expansão dos leilões de energia nova, mas as demais tecnologias superam os valores de referência para biomassa no PROINFA.

Quando as isenções de PIS e COFINS sobre a receita forem consideradas, as tarifas de equilíbrio atingem os seguintes resultados: R\$ 167,67/MWh para a Digestão Anaeróbica, R\$ 164,24/MWh para o Ciclo Combinado com Gás Natural, R\$ 121,24/MWh para o Ciclo Combinado com Biogás de Aterro e R\$ 140,56/MWh para o Ciclo Combinado com Biogás da Digestão Anaeróbica. Os Ciclos Combinados a Biogás de Aterro e a Biogás de Digestão Anaeróbica são viáveis em comparação com os leilões de energia nova. A Digestão Anaeróbica e o Ciclo Combinado com Gás Natural estão na faixa de projetos do PROINFA.

As simulações, para todos os benefícios aplicados simultaneamente, encontraram os seguintes resultados: **R\$ 74,27/MWh** para a Digestão Anaeróbica, **R\$ 120,57/MWh** para o Ciclo Combinado com Gás Natural, **R\$ 69,73/MWh** para o Ciclo Combinado com Biogás de Aterro e

R\$ 86,74/MWh para o Ciclo Combinado com Biogás da Digestão Anaeróbica. Todos os valores são viáveis perante os resultados dos leilões (R\$ 140,00/MWh), à exceção do Rio Madeira, caso em que somente as tecnologias de Digestão Anaeróbica e Ciclo Combinado com Biogás de Aterro seriam competitivas.

É importante realçar que a grande maioria dos aterros disponíveis no Brasil não foi construída com o intuito de aproveitamento de gás. Portanto, é significativo o risco de não haver a oferta projetada pelos modelos matemáticos, o que requer prospecção das condições reais.

Assim, fica clara a necessidade de garantir as receitas adicionais das atividades consorciadas e a obtenção dos benefícios tributários propostos, para que seja possível converter o atual problema sanitário de destinação final de resíduos em fonte energética.

8. Bibliografia

Nº	TÍTULO
1.	ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2005. Banco de dados de geração. In: http://www.aneel.gov.br/ . Acesso Janeiro / 2005.
2.	CE - Comissão Européia. <i>Para uma Estratégia Européia de Segurança do Abastecimento Energético</i> – Livro Verde. Bruxelas, 2001.
3.	CEMPRE , 2005. Disponível em http://www.cempre.org.br/fichas_tecnicas.php?lnk=ft_microcenarios.php . Acesso em 25 jan. 2007.
4.	Decreto 5.163/ 04 . Ministério de Minas e Energia, Brasília, 30 de julho de 2004.
5.	Dutra , Ricardo Marques. Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. Tese de Doutorado, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.
6.	Enzensberger , N. Policy Instruments Fostering Wind Energy Projects – A Multi-perspective Evaluation Approach. <i>Energy Policy</i> 2002; 30:793-801.
7.	EPE, 2007 . Análise periódica do setor energético – 2º trimestre.
8.	EPE, 2006 . Boletim de Energia, setembro.
9.	Espey , Simony. Renewable Portfolio Standard: A Means for Trade with Electricity from Renewable Energy Sources? <i>Energy Policy</i> 2001; 29:557-566.
10.	FitzGerald , Jhon. Strategy for Intensifying Wind Energy Deployment. Government of Ireland, 2000
11.	Guerra , Sinclair M. Guy. <i>Energias Alternativas e a Liberação do Mercado no Brasil</i> in Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética. Coalizão Rios Vivos. Campo Grande, 2002.
12.	Haas , R., Eichhammer W., Huber C., et alii. How to Promote Renewable Energy Systems Successfully and Effectively. <i>Energy Policy</i> 2004; 32:833-839
13.	Hvelplund , Frede. Renewable Energy Governance Systems. Institute for Development and Planning. Aalborg University, 2001.
14.	Lei 10.848/04. Brasil, 15 de março de 2004.
15.	Lei 9.478/97. Brasil, 07 de agosto de 1997.
16.	Meyer , Niels I. European Schemes for Promoting Renewable in Liberalized Markets. <i>Energy Policy</i> 2003; 31:665-676.
17.	MME (Ministério de Minas e Energia). Balanço Energético Nacional. Ano Base 2002. Brasília 2003.
18.	MME . Ministério das Minas e Energia. Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, 2003
19.	Porto , Laura Cristina da Fonseca. O Papel da Energia Alternativa na Política Energética do Brasil in Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética. Coalizão Rios Vivos. Campo Grande, 2002.
20.	Welke , Mereike. Energias Renováveis em Mercados Liberalizados in Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética. Coalizão Rios Vivos. Campo Grande, 2002.
21.	Wiser , R., Pickle S. and Goldman, C. Renewable Energy Policy and Electricity Restructuring: A California Case Study. <i>Energy Policy</i> 1998; 26:465-475.